



UNIVERSIDAD DE CUENCA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**UNIVERSIDAD DE CUENCA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**“DETERMINACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES  
POR LA CONVERSIÓN DE LA CENTRAL TERMOGAS MACHALA I A UNA  
CENTRAL CON CICLO COMBINADO”**



Tesina previa a la obtención  
de Título de Ingeniero Eléctrico



**AUTOR:**

FRANKLIN FERNANDO CALLE MOROCHO

**DIRECTOR:**

ING. JORGE GOYES AYALA

**CUENCA-ECUADOR**

**2013**



## RESUMEN

El presente trabajo de graduación desarrolla un análisis en cuanto a la determinación de los beneficios económicos y ambientales por la conversión de la central Termogas Machala I a una central de ciclo combinado, con la finalidad de tener una referencia para proyectos futuros en el país.

En el Capítulo 1, se describe brevemente una reseña histórica de la generación con ciclo combinado, los beneficios que se obtienen, una comparación con la generación térmica.

En los Capítulos 2 y 3 se analiza el método de generación de electricidad con turbinas a vapor, turbinas a gas, se describe el cálculo de costos variables de producción según la regulación 03/003 del CONELEC.

En el Capítulo 4, se realiza un estudio de generación de energía eléctrica mediante ciclo combinado, se realiza el cálculo de los costos variables de producción de la Central Termogas Machala

En el Capítulo 5, se realiza una reseña histórica de la Central Termogas Machala, se describe datos de ubicación de la planta, datos técnicos de la central.

En el Capítulo 6, en el análisis económico se calcula el TIR y el VAN para el proyecto de ciclo combinado Termogas Machala, los beneficios que se obtendrá con la implementación de ciclo combinado. En el análisis ambiental se calcula las emisiones de CO<sub>2</sub> que se generan actualmente en la central y las que se obtendrán cuando este implementado el proyecto, para las reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub>.

### **PALABRAS CLAVE:**

- Generación por tipo de tecnología
- Producción de energía eléctrica
- Demanda de energía eléctrica
- Generación eléctrica con turbinas a vapor
- Determinación del costo de producción del kWh
- Generación eléctrica con turbinas a gas
- Ciclo Combinado
- Costos variables de producción Termogas Machala



## **ABSTRACT**

This graduation project develops an analysis as to determinate of the economic and environmental benefits for the conversion of Machala plant Termogas. It is based a combined cycle plant, in order to have a reference for future projects in the country. First, the chapter 1 describes briefly a historical review of combined cycle generation, the benefits obtained, and a comparison with thermal generation. Second, In Chapters 2 and 3 discuss the method of generating electricity with steam turbines and gas turbines. It also describes the calculation of variable production costs by regulation 03/003 CONELEC. Third, In Chapter 4 makes to study of power generation using combined cycle, and it calculates the variable costs of production of the Machala Central Termogas. Then in Chapter 5, it makes a historical review of the Machala Central Termogas, data described plant location, plant technical data.

Finally, in Chapter 6 makes an economic analysis calculating the IRR and NPV for the combined cycle project Machala Termogas, the benefits that is going to gain from the implementation of combined cycle. The environmental analysis calculates CO<sub>2</sub> emissions generated in the central, and they will be got when this project is implemented for the reductions in CO<sub>2</sub> emissions.



## INDICE GENERAL

<b>INDICE DE TABLAS .....</b>	<b>8</b>
<b>INDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>9</b>
<b>ANTECEDENTES: .....</b>	<b>16</b>
<b>ALCANCE: .....</b>	<b>16</b>
<b>JUSTIFICACIÓN: .....</b>	<b>17</b>
<b>OBJETIVOS: .....</b>	<b>17</b>
<b>METODOLOGIA: .....</b>	<b>18</b>

## CAPÍTULO I

### INTRODUCCIÓN

<b>1.1 Situación actual en el Ecuador .....</b>	<b>24</b>
1.1.1 Potencial renovable con fines de generación eléctrica .....	25
1.1.2 Recursos no renovables generación de electricidad .....	26
1.1.2.1 Potencial del gas natural .....	26
1.1.2.2 Gas asociado del Oriente .....	26
1.1.2.3 Gas natural del campo Amistad .....	26
1.1.3 Composición energética y composición de combustibles .....	27
1.1.3.1 Generación por tipo de tecnología .....	27
1.1.3.2 Emisiones de toneladas de CO <sub>2</sub> .....	28
1.1.4 Centrales recién incorporadas y proyectos en construcción .....	29

## CAPÍTULO II

### GENERACIÓN ELÉCTRICA CON TURBINAS A VAPOR

<b>2.1 Generalidades .....</b>	<b>35</b>
<b>2.2 Centrales de Generación con Turbinas a Vapor .....</b>	<b>36</b>
2.2.1 Ciclos de Vapor .....	36
2.2.1.1 Ciclo de Potencia de Vapor de Carnot .....	37
2.2.1.2 Ciclo Rankine .....	39



2.2.1.3 Ciclo Rankine con Recalentamiento .....	40
2.2.1.4 Ciclo Rankine con Regeneración .....	41
2.2.1.4.1 Ciclo Rankine con calentadores abiertos .....	41
2.2.1.4.2 Ciclo Rankine con calentadores cerrados.....	42
2.2.2 Turbinas a Vapor .....	44
2.2.2.1 Clasificación de las turbinas a Vapor .....	44
2.2.3 Sistemas de agua de enfriamiento para centrales termoeléctricas .....	47
2.2.3.1 Introducción .....	47
2.2.3.2 Sistemas de enfriamiento.....	48
2.2.3.2.1 Formas de enfriamiento .....	48
2.2.3.2.2 Torres de enfriamiento .....	51
2.2.4 Calderas .....	52
2.2.4.1 Clasificación de las calderas según disposición de los fluidos .....	52
2.2.4.1.1 Calderas acuotubulares .....	52
2.2.4.1.2 Calderas pirotubulares .....	53
2.2.5 Generador Eléctrico .....	56
2.2.6 Condensador .....	56
2.2.7 Precalentador de aire .....	56
2.2.8 Economizadores .....	57
<b>2.3 DETERMINACIÓN DEL COSTO DE PRODUCCIÓN DEL KWH.....</b>	<b>58</b>
2.3.1 Cálculo de los componentes de los Costos de Producción .....	59
2.3.2 Actualización de la información.....	63
2.3.3 Reconocimiento del pago de impuestos y tasas por la compra de combustible. ....	63

## CAPÍTULO III

### GENERACIÓN CON TURBINAS A GAS

<b>3.1 Generalidades .....</b>	<b>65</b>
<b>3.2 Centrales de generación con turbina a gas .....</b>	<b>65</b>
3.2.1 Descripción de los elementos integrantes de la turbina a gas .....	65
3.2.2 Descripción del proceso .....	67
<b>3.3 Determinación del costo de producción del kWh .....</b>	<b>69</b>

## CAPÍTULO IV .....72

### CICLO COMBINADO .....72

<b>4.1 Generalidades .....</b>	<b>72</b>
<b>4.2 Centrales de generación con ciclo combinado .....</b>	<b>73</b>
4.2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS CICLOS COMBINADOS DE TURBINA A GAS Y VAPOR .....	78



4.2.1.1 Esquema general .....	78
4.2.1.2 Turbina a gas .....	80
4.2.1.2.1 Montaje en eje simple .....	80
4.2.1.2.2 Montaje en eje doble .....	83
4.2.1.2.3 Ciclo regenerativo .....	84
4.2.1.3 Caldera de recuperación de calor .....	86
4.2.1.4 Ciclo de vapor .....	90
4.2.1.5 Parámetros operativos del ciclo combinado .....	94
4.2.1.5.1 Presión de vapor .....	95
4.2.1.5.2 Temperatura de vapor .....	95
4.2.1.5.3 Presión de condensación .....	95
4.2.1.5.4 Título de vapor en el escape .....	96
4.2.1.5.5 Pinch Point .....	96
4.2.1.5.6 Approach Point .....	97
<b>4.3 Determinación del costo de producción del kWh .....</b>	<b>97</b>

## CAPÍTULO V

### PROYECTO TERMOGAS MACHALA

<b>5.1 Introducción.....</b>	<b>99</b>
<b>5.2 Ubicación .....</b>	<b>101</b>
<b>5.3 Datos Técnicos .....</b>	<b>104</b>
5.3.1 Configuración actual de la planta .....	104
5.3.2 Configuración del proyecto Termogas Machala Implementación del Ciclo Combinado en Termogas Machala.....	107
5.3.2.1 FASE I.....	108
5.3.2.2 FASE II.....	108
5.3.2.3 Modo y filosofía de operación .....	110

## CAPÍTULO VI

### ANÁLISIS ECONÓMICO Y AMBIENTAL

<b>6.1 INTRODUCCIÓN. ....</b>	<b>114</b>
<b>6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....</b>	<b>115</b>
6.2.1 RESULTADOS ESPERADOS. ....	124
<b>6.3 ANÁLISIS AMBIENTAL.....</b>	<b>125</b>
6.3.1 Normativa aplicable a la protección ambiental.....	125
6.3.2 Estudio de Impacto Ambiental. ....	126



6.3.3	Plan de Manejo Ambiental. ....	127
6.3.3.1	Metodología de evaluación.....	127
6.3.4	Tipos de impacto ambiental. ....	128
6.3.5	Matriz de Leopold. ....	129
6.3.6	Programa de mitigación de impactos ambientales. ....	129
6.3.7	Cálculo de las emisiones de CO <sub>2</sub> .....	130
6.3.7.1	Definiciones Generales: .....	130
6.3.7.2	Pasos para la determinación del factor de emisión de CO <sub>2</sub> .....	131
6.3.7.2.1	Identificación del sistema eléctrico relevante.....	131
6.3.7.2.2	Seleccionar un método de cálculo para el margen de operación –OM-. ....	131
6.3.7.2.3	Calcular el margen de operación, de acuerdo con el método seleccionado. ....	132
6.3.7.2.4	Fuentes de Información .....	134
6.3.8	Estimación de las emisiones de CO <sub>2</sub> y su reducción al implementar la Tecnología de Ciclo Combinado. ....	136
6.3.8.1	Situación Actual .....	136
6.3.8.2	Situación Proyectada .....	137

## CAPÍTULO VII

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1	CONCLUSIONES .....	140
7.2	RECOMENDACIONES .....	140
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS .....		142



## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1. 1</b>	Eficiencia y costos de inversión de los ciclos combinados gas- vapor frente a otras tecnologías de generación de energía eléctrica. ....	21
<b>Tabla 1. 2</b>	Energía primaria propuesta para el 2020 .....	23
<b>Tabla 3. 1</b>	Precios de combustibles .....	69
<b>Tabla 3. 2</b>	Costos Variables de Producción, Potencia Mínima. ....	71
<b>Tabla 4. 1</b>	Costos Variables de Producción Termogas Machala .....	98
<b>Tabla 5. 1</b>	Información de la Placa y Condiciones ISO de la Turbina GE 6FA .....	106
<b>Tabla 5-2</b>	Modos de Operación Esperados para la Planta de Generación Termogas Machala.....	111
<b>Tabla 6. 1</b>	Cronograma de Desembolsos proyecto térmico a gas de ciclo combinado. ....	118
<b>Tabla 6. 2</b>	Tabla de desembolsos graduales en un plazo de 3 años.....	118
<b>Tabla 6. 3</b>	Tabla de análisis de proyecto de cierre de ciclo combinado.....	119
<b>Tabla 6. 4</b>	Costo del kWh Central Termogas Machala. ....	123
<b>Tabla 6. 5</b>	Matriz de Impacto Ambiental.....	130
<b>Tabla 6. 6</b>	Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero.....	135
<b>Tabla 6. 7</b>	Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero.....	135
<b>Tabla 6. 8</b>	Precio de cada Tonelada de CO2 .....	139





## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1. 1</b>	Composición de la generación por tipo de tecnología.....	28
<b>Figura 1. 2</b>	Emisiones de CO <sub>2</sub> por tipo de combustible .....	29
<b>Figura 2. 1</b>	Eficiencia del sistema .....	36
<b>Figura 2. 2</b>	a. Diagrama de una maquina térmica de Ts del Carnot    b. Diagrama ciclo Carnot.....	38
<b>Figura 2. 3</b>	Diagrama Ts del ciclo Rankine con sobrecalentamiento.....	40
<b>Figura 2. 4</b>	El ciclo Rankine ideal con recalentamiento.....	41
<b>Figura 2. 5</b>	Esquema de instalación y diagrama Ts de un ciclo de potencia de vapor ideal regenerativo con calentador abierto de alimentación. ....	42
<b>Figura 2. 6</b>	Esquema de instalación y diagrama Ts de un ciclo de potencia de vapor ideal regenerativo con calentador cerrado de alimentación. ....	42
<b>Figura 2. 7</b>	Esquema de un calentador cerrado de agua de alimentación a) bombea directamente el condensado hacia la línea de alimentación de la caldera y b) atrapa (por estrangulamiento) el vapor condensado y lo lleva a una zona de menor presión en la planta. ....	43
<b>Figura 2. 8</b>	Esquema del sistema de enfriamiento directo .....	49
<b>Figura 2. 9</b>	Esquema del sistema de enfriamiento indirecto.....	50
<b>Figura 2. 10</b>	Esquema del sistema de enfriamiento indirecto.....	53
<b>Figura 2. 11</b>	Detalle de generador instantáneo.....	53
<b>Figura 2. 12</b>	Detalle de la caldera pirotubular horizontal.....	54
<b>Figura 2. 13</b>	Detalle de caldera de dos pasos de gases .....	55
<b>Figura 2. 14</b>	Detalle de caldera de tres pasos de gases .....	56
<b>Figura 2. 15</b>	Circuito a vapor .....	57
<b>Figura 2. 16</b>	Esquema de una central a vapor .....	58
<b>Figura 3. 1</b>	Sistema de la turbina a Gas .....	66
<b>Figura 4. 1</b>	Combinación de dos ciclos de potencia.....	75
<b>Figura 4. 2</b>	Evolución de la temperatura. ....	77
<b>Figura 4. 3</b>	Ciclo combinado de un nivel de presión .....	79
<b>Figura 4. 4</b>	Turbina a gas de eje simple.....	81
<b>Figura 4. 5</b>	Ciclo simple de turbina a gas de un solo eje.....	82
<b>Figura 4. 6</b>	Turbina a gas en montaje de eje doble.....	84
<b>Figura 4. 7</b>	Ciclo simple de una turbina a gas de eje doble.....	84
<b>Figura 4. 8</b>	Turbina a gas en ciclo regenerativo.....	85
<b>Figura 4. 9</b>	Ciclo regenerativo .....	86
<b>Figura 4. 10</b>	Caldera de recuperación de calor.....	87



<b>Figura 4. 11</b>	Evolución de las temperaturas de los fluidos .....	89
<b>Figura 4. 12</b>	Evolución de las temperaturas de los fluidos .....	93
<b>Figura 4. 13</b>	Efecto de la temperatura del agua de alimentación .....	94
<b>Figura 5. 1</b>	Histograma producción de energía Central Machala Power .....	101
<b>Figura 5. 2</b>	Ubicación geográfica Central Termogas Machala .....	102
<b>Figura 5. 3</b>	Ubicación geográfica Central Termogas Machala .....	103
<b>Figura 5. 4</b>	Central Térmica a Gas Termogas Machala – sitio de ubicación instalaciones necesarias para cerrar ciclo combinado. (Fuente: Termogas Machala) .....	104
<b>Figura 5. 5</b>	Configuración actual de la planta .....	105
<b>Figura 5. 6</b>	Fotografía de la placa de la Unidad 1 .....	106
<b>Figura 5. 7</b>	Fotografía de planta de generación Termogas Machala .....	107
<b>Figura 5. 8</b>	Planta de generación Termogas Machala .....	107
<b>Figura 5. 9</b>	Configuración del ciclo combinado de la planta de generación Termogas Machala .....	110
<b>Figura 5.10</b>	Pantalla del Sistema de Control automático de la central Termogas Machala.....	112
<b>Figura 5.11</b>	Diagrama Unifilar Termogas Machala.....	113
<b>Figura 6. 1</b>	Subestación Termogas Machala .....	115
<b>Figura 6. 2</b>	Chimeneas Termogas Machala .....	125
<b>Figura 6. 3</b>	Factores de Planta de las Centrales Visitadas, durante el periodo 2007-2011.....	136



CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO HA  
SIDO DESARROLLADO POR EL SEÑOR.:

FRANKLIN FERNANDO CALLE MOROCHO

---

ING. JORGE GOYES AYALA

DIRECTOR DE TESINA



Yo, Franklin Fernando Calle Morocho, autor de la tesina **“DETERMINACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES POR LA CONVERSIÓN DE LA CENTRAL TERMOGAS MACHALA I A UNA CENTRAL CON CICLO COMBINADO”**, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de nuestro título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de nuestros derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, septiembre de 2013

---

Franklin Fernando Calle Morocho

C.I.: 0302119482



Yo, Franklin Fernando Calle Morocho, autor de la tesina **“DETERMINACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES POR LA CONVERSIÓN DE LA CENTRAL TERMOGAS MACHALA I A UNA CENTRAL CON CICLO COMBINADO”**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, septiembre de 2013

---

Franklin Fernando Calle Morocho

C.I.: 0302119482



## AGRADECIMIENTO

Agradezco infinitamente al Ing. Jorge Goyes Ayala, Jefe del Departamento de Producción, Dirección de Generación, CELEC EP, quien de manera desinteresada me ha brindado parte de su valioso tiempo, y me ha proporcionado información y la guía necesaria para la realización de esta tesina.

A los Ingenieros que operan en la Central Termogas Machala, por su apoyo e información proporcionada.

A mis abuelos y a mis padres que siempre me apoyaron incondicionalmente durante mi carrera universitaria.

A todas las Corporaciones en las cuales he laborado por la experiencia brindada hasta la presente fecha.

A Dios y a todas aquellas personas que participaron directa e indirectamente para el cumplimiento de esta meta, entre ellos amigos y familia.

El Autor



## DEDICATORIA

A mis abuelos, Enrique y Carmen, por brindarme la educación desde la niñez e impartir ejemplos de los cuales he aprendido a surgir.

A mis padres, Carlos y Rosa, por estar siempre apoyándome para cumplir mis metas.

A mis tíos y hermanos quienes siempre me apoyaron con los mejores consejos.

A todos mis amigos con cuales he vivido una maravillosa vida universitaria llena de logros y experiencias que jamás se olvidaran.

Franklin



## **ANTECEDENTES:**

A nivel mundial, el siglo XXI está marcado por la operación de proyectos de centrales a gas en ciclo combinado, quemando gas natural. Con este nombre se conocen las centrales que utilizan gas natural como combustible y que para generar electricidad emplean la tradicional turbina a gas y una a vapor, aprovecha la energía de los gases de escape de la combustión para producir el vapor en un caldero recuperador. Con ello se consiguen rendimientos termoeléctricos del orden del 55%, muy superior al de las plantas termoeléctricas convencionales.

La alta disponibilidad de estas centrales, pues pueden funcionar sin problemas durante 6.500- 7500 horas equivalentes al año, y el no consumo de combustible adicional, se traduce en unos precios de producción del kWh mucho menores que los de las demás centrales termoeléctricas del sistema ecuatoriano.

En el actual funcionamiento del servicio eléctrico ecuatoriano, en el cual uno de sus objetivos principales es el abastecimiento de la demanda eléctrica de la manera más segura y eficiente, es necesario conocer los beneficios de ejecutar proyectos de conversión de centrales con turbinas a gas a centrales con ciclo combinado.

## **ALCANCE:**

El alcance de este estudio comprende, la obtención de los costos variables de producción y los beneficios ambientales del proyecto de instalar una tercera unidad de gas en la Central Termogas Machala I y convertirla en Ciclo Combinado.

Este trabajo no incluye el estudio de detalle de montaje y puesta de funcionamiento de la instalación, pero se describen las actividades que se deberán llevar a cabo para su ejecución





## **JUSTIFICACIÓN:**

La Central Termogas Machala I está ubicada en la población de Bajo Alto a 26 kilómetros de la ciudad de Machala, en una área de 8 hectáreas, rodeada por un manglar, al sur del cual se levanta el proyecto. Utiliza el gas natural que es explotado por EP PETROECUADOR, en el campo Amistad cuya plataforma marina se halla aproximadamente a 70 kilómetros del sitio donde se halla la central.

Esta central está conformada por dos turbinas a gas General Electric 6FA, de aproximadamente 65 MW de potencia cada una. Existe el espacio físico para la instalación de una tercera turbina, los calderos recuperadores correspondientes y los equipos para completar el ciclo de vapor.

Las centrales de ciclo combinado, optimizan los recursos, aumenta considerablemente el rendimiento de la plantas, ya que utiliza los gases de la combustión, que de otra forma se descargan a la atmósfera, es decir se produce más electricidad sin utilizar combustible adicional.

Es fundamental el poner en conocimiento de la comunidad profesional y de todo el país las bondades de la ejecución de este tipo de proyectos para que las autoridades correspondientes tomen las decisiones oportunas.

## **OBJETIVOS:**

- Realizar un análisis de los dos métodos de generación de electricidad, con turbina a gas y con turbina a vapor.
- Realizar el análisis económico y ambiental, en función a la generación que la Central Termogas Machala I tendría cuando opere como ciclo combinado.



- Dar a conocer los beneficios que se obtiene con la operación una central de Ciclo Combinado en relación a la utilización de otro tipo de centrales térmicas que usan diferente combustible.

## **METODOLOGIA:**

La metodología para el desarrollo del tema consiste, primero en una revisión de literatura en libros, artículos académicos, literatura de libros, reportes de instituciones públicas y privadas, tanto físicas como digitales, sobre generación de ciclo combinado.

Posteriormente se analizara, con la debida autorización, documentos físicos o digitales, suministrados por los organismos del Sector Eléctrico Nacional, sobre la generación con turbinas a gas, a vapor y ciclo combinado.

Finalmente, se sistematizará la información para el cumplimiento de los objetivos planteados en este trabajo, para lo cual se procederá con el análisis económico y ambiental para obtener los beneficios económicos y ambientales que se obtendrá con la implementación de ciclo combinado en la Central Termogas Machala.



## CAPÍTULO I

### INTRODUCCIÓN

A nivel mundial, el siglo XXI está marcado por la operación de proyectos de centrales a gas en ciclo combinado, quemando gas natural. Con este nombre se conocen las centrales que utilizan gas natural como combustible y que para generar electricidad emplean la tradicional turbina a gas y una a vapor, aprovecha la energía de los gases de escape de la combustión para producir el vapor en un caldero recuperador. Con ello se consiguen rendimientos termoeléctricos del orden del 55%, muy superior al de las plantas termoeléctricas convencionales.

La alta disponibilidad de estas centrales, pues pueden funcionar sin problemas durante 6.500 - 7500 horas equivalentes al año, y el no consumo de combustible adicional, se traduce en unos precios de producción del kWh mucho menores que los de las demás centrales termoeléctricas del sistema ecuatoriano.

En el actual funcionamiento del servicio eléctrico ecuatoriano, en el cual uno de sus objetivos principales es el abastecimiento de la demanda eléctrica de la manera más segura y eficiente, es necesario conocer los beneficios de ejecutar proyectos de conversión de centrales con turbinas a gas a centrales con ciclo combinado.

La central de ciclo combinado recibe este nombre debido a que transforma la energía calorífica de los gases de la combustión a energía eléctrica mediante el empleo de dos ciclos termodinámicos: el Brayton y el Rankine, conjugándose ambos ciclos para obtener mayor eficiencia en el proceso de transformación de energía. Para el caso considerado, el proceso consiste en generar energía por medio de tres turbinas a gas y una turbina a vapor.



El objetivo de este estudio comprende, calcular los costos variables de producción y los beneficios ambientales del proyecto de instalar una tercera unidad a gas en la Central Termogas Machala I y convertirla en Ciclo Combinado.

Los ciclos combinados se han convertido en el modo predominante de la nueva generación eléctrica en el mundo. Lo anterior es atribuible a las ventajas que presentan sobre las centrales térmicas convencionales, estas son principalmente: menores costos de inversión, menor tiempo de construcción, menores niveles de emisión contaminantes, costos de operación competitivos y mayor eficiencia térmica.

Estas unidades son requeridas por ser muy flexibles en su forma de operar, ya que arrancando una turbina a gas y sincronizándola a la red eléctrica es posible en pocos minutos iniciar la producción de electricidad, sumándole en el corto plazo la producción por medio de una turbina a vapor.

Las unidades pueden llevarse rápidamente a niveles de carga máxima inmediata, carga base o carga pico, y de ser necesario la reducción de la producción a valores intermedios e incluso lograr en forma segura el paro parcial o paro total de la central.

Como referencia importante de conocer, analizaremos el caso de España, debido a que la matriz eléctrica es similar a la ecuatoriana y al enorme potencial que tiene ese país en cuanto a energías alternativas.

En el momento que empezó a implantarse los ciclos combinados, tenía lugar un periodo de fuerte incremento de la demanda eléctrica que requería de nueva inversión en grupos de generación. La elevada edad media de las centrales existentes, aproximadamente 20 años, implicaba que mucha generación estuviera llegando al final de su vida útil.



Además, España es una isla energética, de manera que no se podía contar con suficientes importaciones de energía a través de Interconexiones<sup>1</sup>.

Finalmente, el desafío del medio ambiente plasmado, en el Protocolo de Kioto, unido a la necesidad de un desarrollo económico sostenible, acabaron por impulsar del todo la generación con ciclos combinados.

A continuación se presenta dos tablas en donde podemos comparar los parámetros principales entre distintos sistemas de generación eléctrica.

**Tabla 1. 1** Eficiencia y costos de inversión de los ciclos combinados gas- vapor frente a otras tecnologías de generación de energía eléctrica.

EFICIENCIA BRUTA	
CICLO COMBINADO	49-60%
CENTRAL DE CARBÓN	37-47%
CENTRAL NUCLEAR	34%
COSTES DE INVERSION	
CICLO COMBINADO	500-600 €/kW
CENTRAL DE CARBÓN	900-1000 €/kW
CENTRAL NUCLEAR	Superior a 1500 €/kW
ESPACIO OCUPADO	
CICLO COMBINADO	40000 m <sup>2(1)</sup>
CENTRAL DE CARBÓN	100000 m <sup>2(2)</sup>
CENTRAL NUCLEAR	70000 m <sup>2(3)</sup>

(1) Para un ciclo combinado de 400 MW

(2) Para una central de carbón de 700 MW

(3) Para una central nuclear de 1000 MW

**Fuente:** "Desarrollo de las centrales de ciclo combinado", Producción de Energía; ESPAÑA; 2008. [Consulta: 16 de Agosto de 2012]

En cuanto a la generación eléctrica con gas natural, para 2020 supondría un 27,8% del total, incluyendo la cogeneración, a pesar de la absorción de toda la

<sup>1</sup> Patricia Blanco Fernández; "Foro de Tecnologías de producción de energía eléctrica en el sistema Español" Universidad Pontificia Comillas; Madrid; Octubre 2008



generación con carbón y fuel oil, el gas natural debe considerarse como una energía de transición a una cobertura 100% renovable.

Debe servir de apoyo a un sistema eléctrico basado en las energías renovables, con una producción menor que la mitad de la de 2009, año en el que las grandes eléctricas se quejaron amargamente por las pérdidas económicas. Por tanto seguramente sería necesario reducir el número de centrales para esa fecha, y en ningún caso se deben construir nuevas, teniendo en cuenta que la tendencia debe ser a una reducción más importante aún durante la década siguiente. Para entonces muy probablemente la tecnología, la diversificación de fuentes renovables, la implicación local en la generación y gestión de la demanda, reducciones en el consumo más ambiciosas, y nuevas fuentes o formas de almacenamiento, permitirán prescindir también del gas natural en la producción de electricidad. Sin embargo, y mientras tanto, esta reducción debe tener en cuenta la necesidad de contar con el gas natural en las horas de máxima demanda, en condiciones climatológicas adversas, y en temporadas de baja disponibilidad de potencia hidroeléctrica.

En la tabla 1.2 podemos observar la tendencia de los últimos diez años y la propuesta para 2020. El consumo final de carbón se reduce en un 71%, mientras que el de los productos petrolíferos y el gas natural, se reducen en un 35% y un 21% respectivamente. El consumo eléctrico se situaría en 200.000 GWh, habida cuenta de que debería absorber consumos que se venían realizando en otros sectores, principalmente transporte e industria, lo que supondría un total de 17.200 ktep.

“Con las medidas propuestas, se reduciría el consumo de energía primaria en un 42,2%, hasta los 75.477 ktep, y el de energía final en un 34,5%, hasta los 64.012 ktep (ver tabla 1.2). El incremento en la eficiencia de transformación desde la energía primaria hasta la energía final, desde aproximadamente el 75% en 2009, hasta el 80% en la propuesta para 2020, se debe



fundamentalmente a la mayor proporción de energías renovables tanto en generación de electricidad como en usos industriales, domésticos y servicios”<sup>2</sup>.

**Tabla 1. 2** Energía primaria propuesta para el 2020

ENERGÍA PRIMARIA (ktep)	2009	2020	Cambio 2009-2020(%)
Carbón	10.583	1.280	-87.9%
Petróleo	63.673	36.000	-43.5%
Gas natural	31.078	19.431	-37.5%
Nuclear	13.742	0	-100%
Renovables	12.178	19.336	-59.0%
-Hidráulica	2.257	2.500	10.8%
- Eólica	3.149	6.036	91.7%
- Biomasa y residuos *	4.990	5.850	17.2%
- biomasa	3.496	4.000	14.4%
- biomasa eléctrica	887	1.500	69.1%
- biogás térmico	27	50	85.2%
- biogás eléctrico	188	300	59.6%
- RSU*	392	0	-100%
- Biocarburantes	1.058	1.058	0%
- Geotérmica	9	12	33.3%
- Solar	715	3.910	446.9%
- Fotovoltaica	520	1.625	212.5%
- Termoeléctrica	39	1.685	4176.7%
- Termoeléctrica de baja temperatura	156	600	284.6%
Saldo eléctrico (imp-exp)	-697	-600	-13.9%
<b>TOTAL</b>	<b>130.557</b>	<b>75.477</b>	<b>-42.2%</b>

(\*) Incluimos los RSU en esta categoría debido a que así los contempla la fuente de los datos. Sin embargo, esta propuesta elimina los residuos de la generación de energía, y no se consideran una fuente renovable

**Fuente:** “IDAE: Evolución de consumos. Datos mensuales. 2009. Escenario 2020”. **Disponible en Web:**

[http://www.ecologistasenaccion.org/IMG/pdf/mix\\_electrico\\_2020](http://www.ecologistasenaccion.org/IMG/pdf/mix_electrico_2020). [Consulta: 20 de Agosto de 2012]

<sup>2</sup>Ecologistas en acción; “Propuesta ecologista de generación eléctrica 2012”. Disponible en la Web: [www.ecologistasenaccion.org](http://www.ecologistasenaccion.org)



### 1.1 Situación actual en el Ecuador<sup>3</sup>

Según la estadística de parámetros eléctricos de las empresas distribuidoras del Ecuador, el consumo de energía eléctrica en el país es de 18.469 GWh (Gigavatios por hora), cifra que corresponde al cálculo establecido a septiembre de 2012 de acuerdo al Boletín de la Empresa Eléctrica de Quito.

Durante el periodo 1990-2010, la generación hidroeléctrica pasó de representar el 76 % en la matriz eléctrica, a solo el 42 %. La generación térmica, que utiliza combustibles fósiles, se incrementó del 21 % al 52 %, y la incorporación de centrales de biomasa representó un 1 % de la generación. Para cubrir el restante 5 % de la demanda de energía eléctrica, el país ha debido importar electricidad de los sistemas eléctricos de países vecinos.

Este incremento de unidades que consumen combustibles fósiles provoca el crecimiento de la demanda de los mismos en el sector hidrocarburífero, lo cual, sumado al crecimiento normal de los demás sectores de la economía nacional y dada la limitada capacidad de refinación, determina la necesidad de realizar importaciones, en cantidades cada vez mayores, de derivados de petróleo (diesel, GLP, nafta).

Con la finalidad de disminuir la dependencia de la energía eléctrica proveniente de centrales térmicas, se hace necesario buscar fuentes alternativas de energía que, conjuntamente con la hidroelectricidad, garanticen, año tras año, el abastecimiento de la demanda y permitan reducir la presión sobre las capacidades logísticas de importación y distribución de combustibles líquidos para el sector eléctrico.

---

<sup>3</sup> **Fuente:** CONELEC: "Plan maestro de electrificación 2012-2021". Disponible en Web: [http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc\\_10132\\_PME2012\\_2021.pdf](http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10132_PME2012_2021.pdf) [Consulta: 16 de Diciembre de 2012]





### **1.1.1 Potencial renovable con fines de generación eléctrica**

La inserción de las energías renovables ha adquirido un rol cada vez más creciente, debido a la importancia de alcanzar un adecuado nivel de sostenibilidad que garantice el suministro energético, considerando el entorno y el ambiente de los consumidores.

El uso eficiente de los recursos renovables promueve la sostenibilidad económica y ambiental mediante la adopción de hábitos responsables y la incorporación de nuevos paradigmas para la implementación de inversiones a nivel tecnológico y de gestión en un sistema eléctrico.

La implementación y desarrollo de tecnologías en el área de energías renovables incorporan varios factores positivos como: ventajas medio ambientales, creación de puestos de trabajo, uso de los recursos locales, reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, etc. Estos factores, sumados al gran potencial de fuentes de energías renovables que existen en el país, hacen prever un futuro promisorio en el desarrollo de este tipo de energía, en el campo energético, ambiental y social.

Debido a las condiciones geomorfológicas, topográficas y de localización geográfica que posee el Ecuador, se pueden encontrar fuentes de energía renovable con fines de producción de electricidad de distintos tipos como: eólica, solar, hidráulica y geotérmica.

Otra fuente de energía renovable que posee el Ecuador es la biomasa, producto principalmente de las actividades agrícolas y ganaderas que generan grandes cantidades de desechos, los mismos que pueden ser aprovechados energéticamente.

Se debe retomar la exploración geotérmica para confirmar el potencial estimado preliminar, superior a los 500 MW instalables, que significará un importante cambio de la matriz energética del país.



### **1.1.2 Recursos no renovables generación de electricidad<sup>4</sup>**

#### **1.1.2.1 Potencial del gas natural**

En el Ecuador existen dos centros de producción de gas: en el Oriente ecuatoriano como gas asociado y en la región Costa en el campo Amistad como gas natural libre.

#### **1.1.2.2 Gas asociado del Oriente**

Las reservas de gas asociado se estiman en 700 mil millones de pies cúbicos (20 mil millones de metros cúbicos).

La producción de gas asociado en el oriente ecuatoriano es de aproximadamente 100 millones de pies cúbicos diarios. Como referencia se debe tomar en cuenta que el campo Amistad produce unos 30 millones de pies cúbicos de gas natural por día (esta cantidad de gas representa el consumo diario de la Central Termogas Machala, de 130 MW).

Así, el potencial de este gas con fines de generación eléctrica es de aproximadamente unos 300 MW, ya que el 35% del total de producción diaria de gas es metano y etano, el cual actualmente se ventea.

#### **1.1.2.3 Gas natural del campo Amistad**

El Campo Amistad, ubicado entre las provincias de Guayas y el Oro, ha producido históricamente unos 30 millones de pies cúbicos de gas natural por día. La ubicación geográfica de este recurso energético, cercano a la ciudad de Guayaquil, establece la posibilidad de implementar su utilización en el sector industrial, comercial y para fines de generación termoeléctrica ubicada en esta

---

<sup>4</sup> **Fuente:** CONELEC: "Plan Maestro de Electrificación – Expansión de la Generación". Disponible en Web: [http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc\\_10132\\_PME2012\\_2021.pdf](http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10132_PME2012_2021.pdf) [Consulta: 22 de Diciembre de 2012]



área, ya que actualmente existe una alta concentración de unidades térmicas que utilizan combustibles líquidos como diesel, nafta y fuel oil.

En el Campo Amistad, desde el inicio de su operación en el año 2002, la producción de gas ha sido de uso exclusivo de Machala Power (actual central Termogas Machala, de propiedad de CELEC) para generación eléctrica. Sin embargo, el mercado local cautivo de gas ha crecido constantemente a medida que la industria y que las compañías generadoras han llegado a apreciar las ventajas de este energético respecto de las alternativas de combustible líquido.

Es así como se trasladaron 6 unidades General Electric de la central Pascuales II (120 MW) hacia Bajo Alto para su operación con gas y se está iniciando la incorporación de una tercera turbina de gas en la Central Termogas Machala, para la posterior implementación de un ciclo combinado.

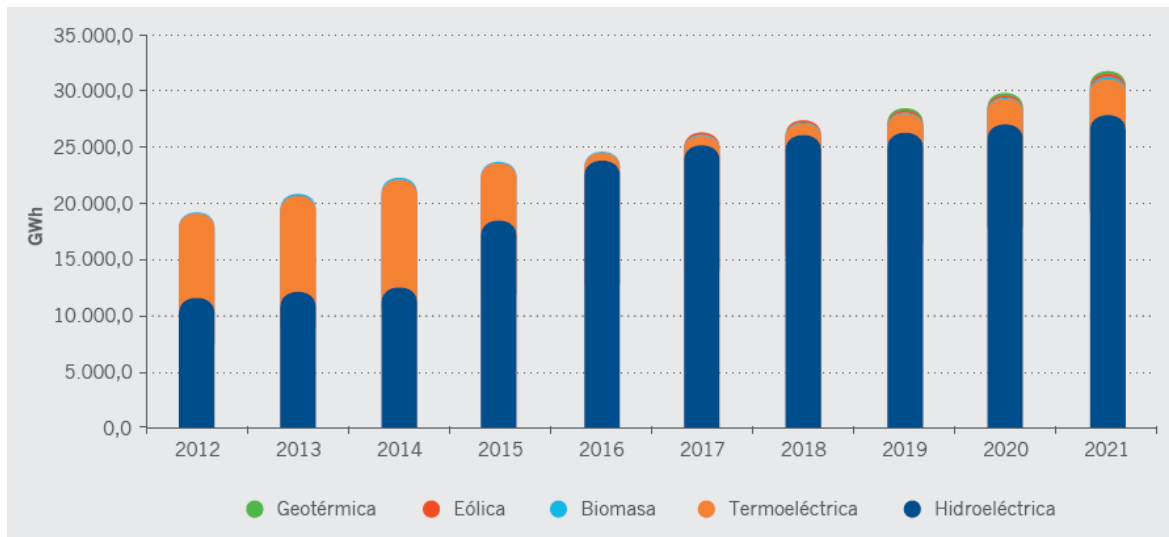
### **1.1.3 Composición energética y composición de combustibles <sup>5</sup>**

#### **1.1.3.1 Generación por tipo de tecnología**

Según el Plan Maestro de Electrificación 2012-2021 publicado por el Conelec, se aprecia que el componente de generación hidráulica es creciente, en el 2015 se reduce el aporte energético de generación térmica y empieza una penetración de energías alternativas alcanzando una producción energética de 32 TWh en el 2021.

---

<sup>5</sup> **Fuente:** CONELEC: "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021 – Expansión de la Generación". Disponible en Web: [http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc\\_10132\\_PME2012\\_2021.pdf](http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10132_PME2012_2021.pdf) [Consulta: 28 de Diciembre de 2012]



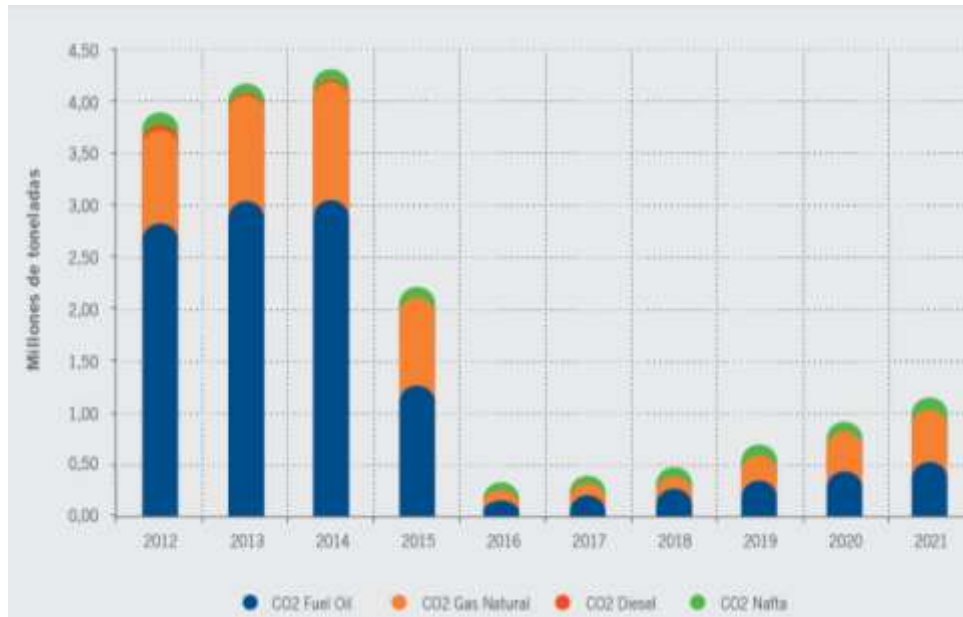
**Figura 1. 1** Composición de la generación por tipo de tecnología.

*Fuente:* CONELEC: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 2012-2021

### 1.1.3.2 Emisiones de toneladas de CO<sub>2</sub><sup>6</sup>

El Gráfico 1.2 presenta las emisiones de toneladas de CO<sub>2</sub> en etapas anuales, asumiendo un escenario hidrológico promedio. Los resultados muestran que en el año 2012 se habrían emitido a la atmósfera la cantidad de 3.96 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> originadas en la operación de centrales térmicas, y de cumplirse con el PEG (Plan de Expansión de Generación) propuesto, éstas podrían reducirse significativamente a partir del año 2015, llegando a valores mínimos de 0,34 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en el año 2016, con el consecuente beneficio ambiental para el país.

<sup>6</sup> **Fuente:** CONELEC: "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021 – Expansión de la Generación". Disponible en Web: <[http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc\\_10132\\_PME2012\\_2021.pdf](http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10132_PME2012_2021.pdf)> [Consulta: 30 de Diciembre de 2012]



**Figura 1. 2**Emisiones de CO2 por tipo de combustible

*Fuente: CONELEC: PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 2012-2021*

#### 1.1.4 Centrales recién incorporadas y proyectos en construcción <sup>7</sup>

A continuación se presenta un detalle de los proyectos de generación eléctrica, que se han incorporado recientemente o que se encuentran en construcción.

##### CELEC EP – CENTRAL HIDROELÉCTRICA PAUTE MAZAR

- Potencia instalada: 170 MW
- Energía media: 900 GWh/año
- Incremento de energía en Paute Molino: 700 GWh/año
- Ubicación: Aguas arriba de la central hidroeléctrica Paute Molino. Cantones Sevilla de Oro, Azogues; Provincias de Azuay y Cañar
- Vertiente: Amazonas
- Tipo de Central: con embalse, 410 Hm<sup>3</sup> de volumen total, 310 Hm<sup>3</sup> de volumen útil

<sup>7</sup>**Fuente:** CONELEC: "Plan Maestro de Electrificación 2012-2021 – Situación Actual". Disponible en Web: <[http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc\\_10132\\_PME2012\\_2021.pdf](http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10132_PME2012_2021.pdf)> [Consulta: 30 de Diciembre de 2012]



- Unidades de generación: 2 de 85 MW c/u
- Tipo de turbina: Francis
- Inicio de operación del embalse Mazar: mayo de 2010
- Inicio de operación comercial de la Unidad 1 en junio de 2010
- Inicio de operación comercial de la Unidad 2 en diciembre de 2010

### **CELEC EP – CENTRAL TERMOELÉCTRICA PASCUALES 2**

- Potencia: 132 MW
- Energía media: 492 GWh/año
- Ubicación: Cantón Guayaquil, Provincia del Guayas
- Tipo de Central: TG (turbina a gas)
- Combustible: diesel
- Número de unidades: 6 de 22 MW c/u
- Estado: En operación comercial desde enero de 2010

### **CELEC EP – CENTRAL TERMOELÉCTRICA MIRAFLORES TG1**

- Potencia: 22 MW
- Energía media: 81.6 GWh/año
- Ubicación: Manta - Central Miraflores
- Tipo de Central: TG (turbina a gas)
- Combustible: diesel
- Estado: En operación comercial desde diciembre de 2009

### **CELEC EP – CENTRAL TERMOELÉCTRICA QUEVEDO**

- Potencia: 102 MW
- Energía media: 759 GWh/año
- Ubicación: Quevedo
- Número de unidades: 60 de 1,7 MW c/u
- Tipo de Central: MCI (motores de combustión interna)
- Combustible: fuel oil No. 6



- Estado: En operación comercial desde marzo de 2011

### **CELEC EP – CENTRAL TERMOELÉCTRICA SANTA ELENA**

- Potencia: 90,1 MW
- Energía media: 671 GWh/año
- Ubicación: Santa Elena
- Número de unidades: 53 de 1,7 MW c/u
- Tipo de Central: MCI (motores de combustión interna)
- Combustible: fuel oil No. 6
- Estado: En operación comercial desde marzo de 2011

### **CELEC EP – PROYECTO TERMOELÉCTRICO MANTA II**

- Potencia: 20,4 MW
- Energía media: 86,4 GWh/año
- Ubicación: Cantón Manta, Provincia de Manabí
- Tipo de Central: MCI (motores de combustión interna)
- Número de unidades: 12 de 1,7 MW c/u
- Combustible: fuel oil N° 6
- Estado: En operación comercial desde enero de 2011

### **CELEC EP – PROYECTO HIDROELÉCTRICO PAUTE SOPLADORA**

- Potencia: 487,8 MW
- Energía media: 2.770 GWh/año
- Ubicación: Entre las provincias de Azuay y Morona Santiago, aguas debajo de la central Paute Molino
- Vertiente: Amazonas
- Tipo de Central: de pasada
- Unidades de generación: tres (3) de 162,6 MW c/u
- Tipo de turbina: Francis
- Inicio operación comercial estimada: abril de 2015



- Estado: En construcción.

### **ELECAUSTRO S.A. – CENTRAL HIDROELÉCTRICA OCAÑA**

- Potencia: 26 MW
- Energía media: 203 GWh/año
- Ubicación: Provincia de Cañar, Cantón Cañar, Parroquia San Antonio, Río Cañar
- Vertiente: Pacífico
- Tipo de Central: de pasada
- Unidades: 2 de 13 MW c/u
- Tipo de turbina: Pelton
- Estado: En operación comercial desde febrero de 2012

### **HIDROLITORAL EP – PROYECTO MULTIPROPÓSITO BABA**

- Potencia: 42 MW
- Energía media estimada: 161 GWh/año
- Incremento de energía en la Central Marcel Laniado por trasvase: 441 GWh/año
- Ubicación: Provincia de Los Ríos, Cantón Buena Fe, Parroquia Patricia Pilar
- Vertiente: Pacífico
- Tipo de Central: Embalse, 82 Hm<sup>3</sup>
- Número de unidades: 2 de 21 MW c/u
- Tipo de turbina: Kaplan
- Trasvase opera desde enero de 2012
- Estado: en construcción, operación comercial estimada para segundo semestre de 2013.

### **HIDROTOAPI EP – PROYECTO HIDROELÉCTRICO TOACHI PILATÓN**

- Potencia: Total: 253 MW





- Central Sarapullo: 49 MW
- Central Alluriquín: 204 MW
- Energía media estimada: 1 100 GWh/año
- Ubicación: Límites de las Provincias de Sto. Domingo de los Tsáchilas, Pichincha y Cotopaxi, cantones Mejía, Santo Domingo y Sigchos
- Vertiente: Pacífico
- Tipo de Central: Con embalse de regulación semanal en el río Toachi, 2 Hm3
- Unidades de generación: 3 en Sarapullo de 16,33 MW c/u y 3 en Alluriquín de 68 MW c/u
- Tipo de turbinas: Francis
- Inicio operación comercial estimada: febrero de 2015
- Estado: En construcción.

#### **COCA CODO SINCLAIR EP - PROYECTO HIDROELÉCTRICO COCA CODO SINCLAIR**

- Potencia: 1 500 MW
- Energía media: 8 743 GWh/año
- Ubicación: Cantones El Chaco y Lumbaqui, provincias de Napo y Sucumbíos
- Vertiente: Amazonas
- Tipo de Central: de pasada con embalse compensador.
- Unidades de generación: 8 de 187,5 MW c/u
- Tipo de turbinas: Pelton
- Inicio de operación comercial estimado: febrero de 2016
- Estado: en construcción.

#### **CELEC EP – PROYECTO HIDROELÉCTRICO MINAS-SAN FRANCISCO**

- Potencia: 276 MW
- Energía media: 1321 GWh/año



- Ubicación: Provincias de Azuay y el Oro
- Estado: en construcción.

#### **CELEC EP – PROYECTO HIDROELÉCTRICO MANDURIACU**

- Potencia: 62 MW
- Energía media: 356 GWh/año
- Ubicación: Provincia de Pichincha
- Estado: en construcción.

#### **CELEC EP ENERNORTE – PROYECTO HIDROELÉCTRICO QUIJOS**

- Potencia: 50 MW
- Energía media: 355 GWh/año
- Ubicación: Provincia de Napo
- Estado: en construcción.

#### **HIDROAZOGUES S.A – PROYECTO HIDROELÉCTRICO MAZAR DUDAS**

- Potencia: 21 MW
- Energía media: 125.3 GWh/año
- Ubicación: Provincia de Cañar
- Estado: en construcción.

#### **CELEC EP GENSUR – PROYECTO HIDROELÉCTRICO DELSITANISAGUA**

- Potencia: 116 MW
- Energía media: 904 GWh/año
- Ubicación: Provincia de Zamora Chinchipe
- Estado: en construcción.



## CAPÍTULO II

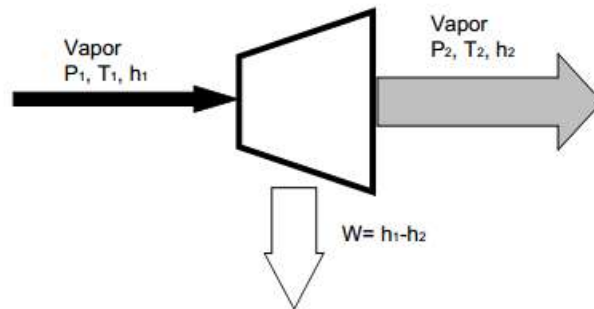
### GENERACIÓN ELÉCTRICA CON TURBINAS A VAPOR

#### 2.1 Generalidades

Mientras que la máquina a vapor fue inventada por el ingeniero escocés James Watt en 1769, la turbina a vapor como se conoce en la actualidad, fue el resultado del trabajo de una serie de inventores a finales del siglo XIX, entre los que destacaron Carl De Laval, quien fue el primero en diseñar chorros y palas adecuados para el uso eficiente de la expansión de vapor y Charles Parsons, responsable del denominado principio de escalones, mediante el cual se aprovecha la variación de energía interna del vapor al expandirse en varias fases, aprovechándose su energía en cada una de ellas.

El proceso de generación termoeléctrica consiste en la utilización de la energía térmica liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles, como derivados del petróleo, gas natural o carbón, en una cámara diseñada para tal efecto. Este calor es absorbido por un medio o fluido de trabajo y utilizado en un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

La turbina a vapor es una máquina de fluido en la que la energía de éste pasa al eje de la máquina saliendo el fluido de ésta con menor cantidad de energía. La energía mecánica del eje procede en la parte de la energía cinética que tenía la corriente y por otra de la energía termodinámica disponible transformada en parte en mecánica por expansión. Esta expansión es posible por la variación del volumen específico del fluido que evoluciona en la máquina.



**Figura 2. 1** Eficiencia del sistema

El trabajo disponible en la turbina es igual a la diferencia de entalpía del vapor de entrada a la turbina y el de salida.

El hecho de la utilización del vapor como fluido de trabajo se debe a la elevada energía disponible por unidad de kg de fluido de trabajo.

Al pasar por las toberas de la turbina se reduce la presión del vapor (se expande) aumentando así la velocidad.

Este vapor a alta velocidad es el que hace que los alabes móviles de la turbina giren alrededor de su eje al incidir sobre el mismo. Por lo general una turbina a vapor posee más de un conjunto tobera-alabe (o etapa), para aumentar la velocidad del vapor de manera gradual. Esto se hace ya que por lo general el vapor de alta presión y temperatura posee demasiada energía térmica y si esta se convierte en energía cinética en un número muy reducido de etapas, la velocidad de periférica o tangencial de los discos puede llegar a producir fuerza centrífuga muy grande causando fallas en la unidad.

## 2.2 Centrales de Generación con Turbinas a Vapor

### 2.2.1 Ciclos de Vapor

Un ciclo termodinámico, es un sistema cerrado, que partiendo de un estado particular inicial, pasando por otros estados diferentes en base de procesos,



retorna a su posición de origen, los ciclos se completan periódicamente y son repetitivos.

Los elementos más importantes de un ciclo son 4:

**Sustancia de trabajo:** Elemento que recibe o cede energía y que realiza trabajo (vapor de agua)

**Fuente de calor:** Es el depósito de calor donde se añade energía calórica a la sustancia de trabajo (generador de vapor, recalentadores.

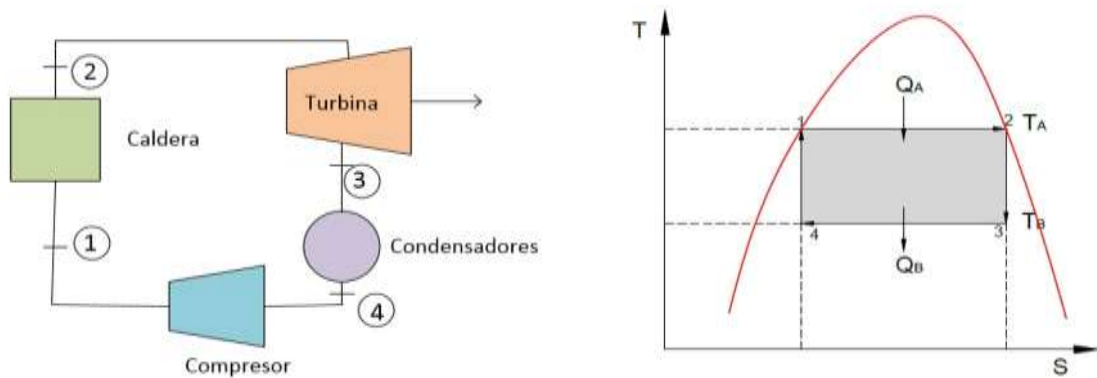
**Motor ó máquina:** Donde la sustancia termodinámica puede realizar trabajo (turbina).

**Sumidero:** Lugar donde se arroja el calor no aprovechado por la máquina (condensador)

#### **2.2.1.1 Ciclo de Potencia de Vapor de Carnot**

Existen diversos ciclos termodinámicos teóricos, compuesto por procesos internamente reversibles. Uno de ellos es el denominado Ciclo de Carnot, que puede funcionar como sistema cerrado o como sistema de flujo en régimen estacionario, el mismo está compuesto por dos procesos isotérmicos e internamente reversibles y dos procesos adiabáticos e internamente reversibles. Si en varias etapas del ciclo, el fluido de trabajo aparece en las fases líquida y vapor, el diagrama Ts del ciclo de vapor presentado en la figura 2.2a y 2.2b, será análogo al ciclo de Carnot.

Este puede resumirse en la siguiente secuencia de procesos:



**Figura 2.** 2a. Diagrama de una máquina térmica de Ts del Carnot b. Diagrama ciclo Carnot

**1-2** A la presión alta del estado 1 se comunica calor a presión constante (y a temperatura constante), hasta que el agua se encuentra como vapor saturado en el estado 2.

**2-3** Una expansión adiabática e internamente reversible del fluido de trabajo en la turbina hasta que alcanza la temperatura inferior  $T_B$  en el estado 3.

**3-4** El vapor húmedo que sale de la turbina se condensa parcialmente a presión constante (y temperatura constante) hasta el estado 4, cediendo calor.

**4-1** Se comprime isotrópicamente vapor de agua húmedo, que se encuentra en el estado 4, hasta el estado 1 de líquido saturado.

El rendimiento térmico del ciclo de Carnot, es el máximo posible bajo las condiciones a la cual esté operando, pero algunos de estos procesos son inviables provocando serias restricciones para ser considerado útil en términos prácticos. Entre esos procesos se encuentra:

- La compresión del fluido de trabajo en condiciones bifásicas como lo exige el proceso 4-1.
- Para determinar la calidad en el estado 4, es necesario un control muy preciso del proceso de condensación.



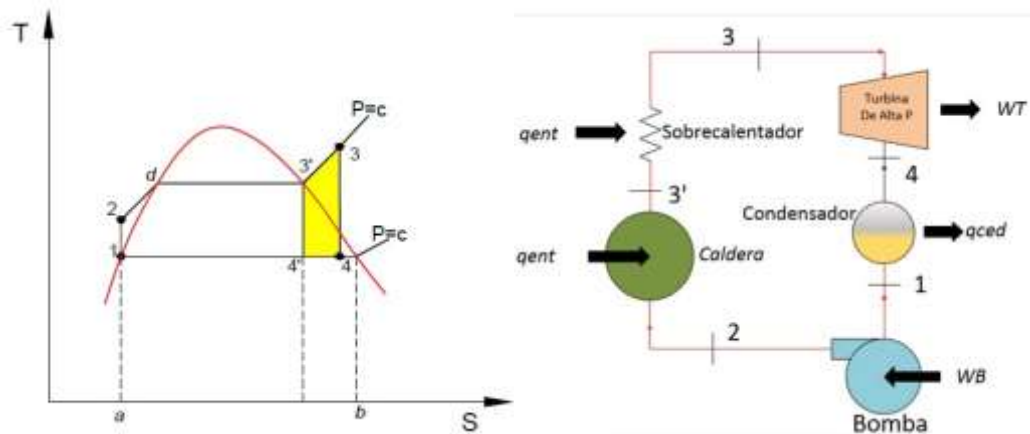
- El proceso de expansión de la turbina con vapor húmedo, provocarían la formación de gotas que impactarían a alta velocidad y presión de los alabes de la turbina provocando su erosión (destrucción del alabe).
- El rendimiento del ciclo se ve afectado seriamente por la temperatura máxima  $T_1$ , debido a las limitaciones dentro de las zonas de saturación disminuyendo el contenido energético del fluido de trabajo a medida que se incrementa la temperatura.

### 2.2.1.2 Ciclo Rankine

El ciclo Rankine es una modificación del ciclo Carnot, esto con el fin de mejorar el sistema térmico corrigiendo los problemas que este produce, entre estas modificaciones están:

- Primero en el proceso **4-1** se lleva a cabo de manera que el vapor húmedo expandido en la turbina se condense por completo, hasta el estado líquido saturado a la presión de la salida de la turbina.
- Proceso de compresión **1-2** se realiza ahora mediante una bomba de líquido, que eleva isotrópicamente la presión del líquido que sale del condensador hasta la presión deseada para el proceso 2-3.
- Durante el proceso **2-3** se sobrecalienta el fluido hasta una temperatura que es con frecuencia superior a la temperatura crítica.

Se considera todas estas modificaciones, para lograr un modelo práctico de un ciclo de una planta de potencia de vapor, estaremos en presencia del Ciclo Rankine, a continuación se realizará una descripción de los componentes del ciclo y el comportamiento termodinámico registrado en el diagrama **Ts**:



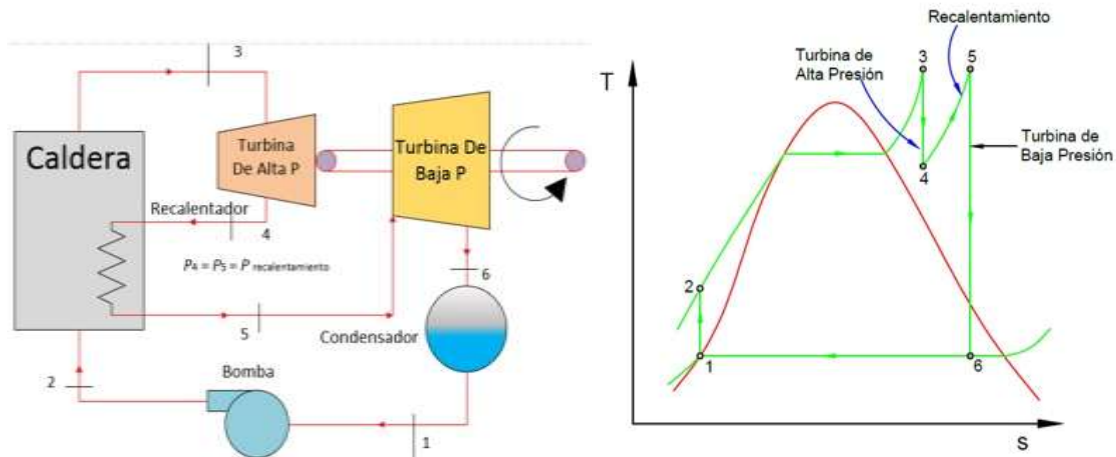
**Figura 2. 3**Diagrama Ts del ciclo Rankine con sobrecalentamiento

El sistema que funciona (ver figuras 2.3) según este ciclo consta de unacaldera, donde el agua (que es el fluido más conveniente por ser abundante y barato) entra a la caldera en **2** como líquido y sale en estado de vapor en **3'**. Después de que el vapor saturado sale de la caldera en el estado **3'** pasa a través del sobrecalentador recibiendo energía, incrementando la temperatura del vapor a presión constante hasta el estado **3** (vapor sobrecalentado). Luego hay una máquina de expansión (turbina) donde el vapor se expande produciendo trabajo, saliendo en el estado **4**. A continuación este vapor entra a un aparato de condensación de donde sale como líquido al estado **1**. Este a su vez es tomado por una bomba de inyección necesaria para vencer la presión de la caldera, que lo lleva al estado **2** donde ingresa a la caldera.

### 2.2.1.3 Ciclo Rankine con Recalentamiento

En el ciclo con recalentamiento, el vapor no se expande por completo en una sola etapa hasta la presión del condensador. Luego de expandirse parcialmente, el vapor se extrae de la turbina y se recalienta a presión constante. A continuación, se lo devuelve a la turbina para su expansión posterior hasta la presión de salida. Se puede considerar que la turbina está constituida por dos etapas, una de alta y otra de baja presión como lo muestra la figura 2.4.





**Figura 2. 4** El ciclo Rankine ideal con recalentamiento.

La temperatura tras el recalentamiento, es generalmente igual o algo inferior a la temperatura de entrada en la primera etapa de la turbina. El máximo rendimiento térmico de un ciclo ideal con recalentamiento se obtiene cuando el cociente  $P_1/P_2$  en la turbina de alta presión, se encuentra dentro del intervalo de 0,15 a 0,35.

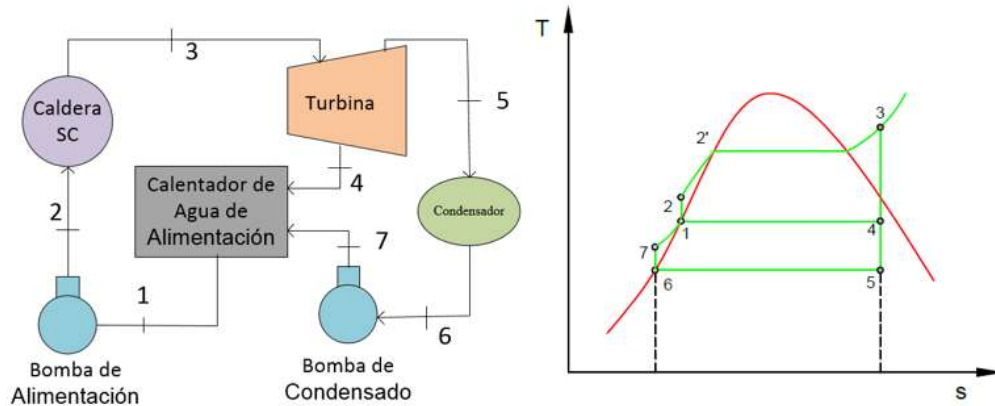
### 2.2.1.4 Ciclo Rankine con Regeneración

El ciclo regenerativo consiste, en extraer parte del vapor expandido en la turbina y utilizarlo para suministrar calor al fluido de trabajo, aumentando su temperatura antes de pasar por la fuente principal de calor (Caldera) a una presión determinada. Existen dos tipos de calentadores uno denominado calentador abierto o de contacto directo y el calentador cerrado o cambiador de calor de carcasa y tubos.

#### 2.2.1.4.1 Ciclo Rankine con calentadores abiertos

En el caso ideal, se ajustan los flujos másicos de las corrientes que entran al calentador, de manera que el resultado de la mezcla a la salida del calentador sea líquido saturado a una presión determinada. Las presiones de entrada

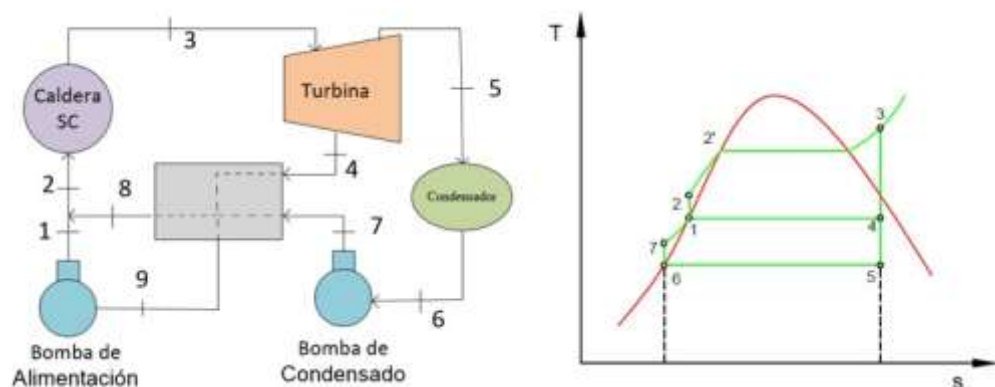
deben ser iguales, para que no se produzcan retornos indeseables en las líneas de tuberías.



**Figura 2. 5**Esquema de instalación y diagrama Ts de un ciclo de potencia de vapor ideal regenerativo con calentador abierto de alimentación.

#### 2.2.1.4.2Ciclo Rankine con calentadores cerrados

En un calentador cerrado no se mezclan las corrientes que entran. El agua de alimentación circula por el interior de los tubos que pasan por el calentador y el vapor extraído de la turbina para precalentar el agua, se condensa sobre los tubos.



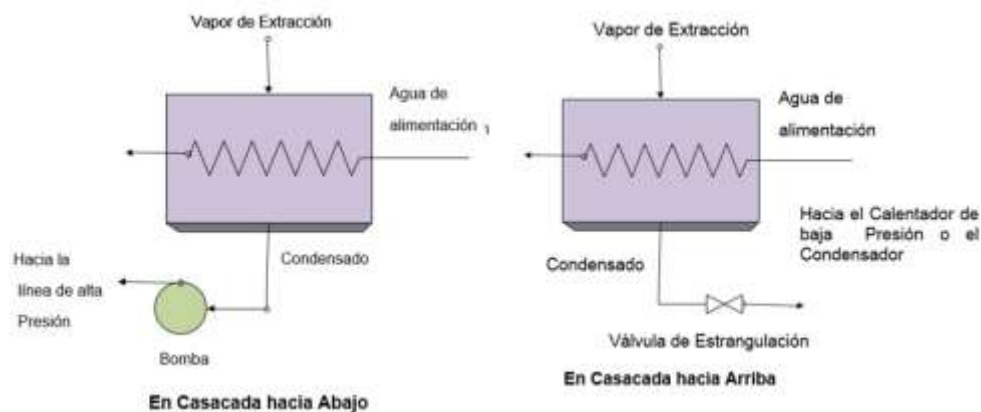
**Figura 2. 6**Esquema de instalación y diagrama Ts de un ciclo de potencia de vapor ideal regenerativo con calentador cerrado de alimentación.



En el caso ideal, se supone que el agua de alimentación proveniente del condensador sale del calentador como líquido comprimido a la misma temperatura que el vapor de agua extraído que ha condensado (ver figura 2.6).

La particularidad de los calentadores cerrados es que las 2 corrientes que atraviesan el calentador no están en contacto directo por lo que sus presiones pueden ser distintas.

A continuación en la figura 2.7, se presentan dos arreglos de calentadores cerrados de agua de alimentación: a) Bombeo directo del vapor condensado a la línea del agua de alimentación de la caldera, b) Atrapa (por estrangulamiento) el vapor condensado y lo lleva a una zona de menor presión de la línea de agua de alimentación.



**Figura 2. 7** Esquema de un calentador cerrado de agua de alimentación a) bombea directamente el condensado hacia la línea de alimentación de la caldera y b) atrapa (por estrangulamiento) el vapor condensado y lo lleva a una zona de menor presión en la planta.

Para cualquiera de los arreglos de los calentadores cerrados, el balance de energía en régimen estacionario se supone que el calentador está aislado térmicamente y que las variaciones de la energía cinética y potencial de las corrientes son despreciables.



### **2.2.2 Turbinas a Vapor**

Una turbina a vapor es una turbomáquina motora, que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (el vapor) y el rodete, órgano principal de la turbina, que cuenta con palas o álabes los cuales tienen una forma particular para poder realizar el intercambio energético.

Las turbinas a vapor están presentes en diversos ciclos de potencia que utilizan un fluido que pueda cambiar de fase, entre éstos el más importante es el Ciclo Rankine, el cual genera el vapor en una caldera, de la cual sale en unas condiciones de elevada temperatura y presión. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, típicamente, es aprovechada por un generador para producir electricidad. En una turbina se pueden distinguir dos partes, el rotor y el estator. El rotor está formado por ruedas de álabes unidas al eje y que constituyen la parte móvil de la turbina. El estator también está formado por álabes, no unidos al eje sino a la carcasa de la turbina.

El término turbina a vapor es muy utilizado para referirse a una máquina motora la cual cuenta con un conjunto de turbinas para transformar la energía del vapor, también al conjunto del rodete y los álabes directores.

#### **2.2.2.1 Clasificación de las turbinas a Vapor**

Existen turbinas a vapor en una gran variedad de tamaños, desde unidades de 1 HP (0.75 kW) usadas para accionar bombas, compresores y otro equipo accionado por flecha, hasta turbinas de 2,000 HP (1,500 kW) utilizadas para generar electricidad. Hay diversas clasificaciones para las turbinas a vapor modernas, y por ser turbomáquinas son susceptibles a los mismos criterios de clasificación de éstas.



La clasificación de las turbinas a vapor puede también hacerse según la forma de aprovechamiento de la energía contenida en el flujo de vapor (reacción o acción), según el número de etapas (multietapa o monoetapa), según la dirección del flujo de vapor (axiales o radiales), si existe o no extracción de vapor antes de llegar al escape y por último por la presión de salida del vapor (contrapresión, escape libre o condensación).

### **Turbina a vapor de reacción**

En la turbina de reacción la energía mecánica se obtiene de la aceleración del vapor en expansión. Las turbinas de este tipo cuentan con dos grupos de palas, unas móviles y las otras fijas. Las palas fijas están colocadas de forma que cada par actúa como una boquilla a través de la cual pasa el vapor mientras se expande, llegando a las palas de las turbinas de reacción, que se montan en un tambor que actúa como eje de la turbina.

En la turbina de reacción se produce un escalonamiento de velocidad. Este escalonamiento consiste en producir una gran caída de presión en un grupo de toberas y utilizar la velocidad resultante del vapor en tantos grupos de alabes como sea necesario mediante un juego de enderezadores reorientando el vapor de salida de la primera etapa para que entre en un segundo rodete.

### **Turbina a vapor de acción**

Una turbina a vapor de acción con un escalonamiento de velocidad consta fundamentalmente de:

- **Un distribuidor fijo**, compuesto por una o varias toberas, cuya misión es transformar la energía térmica del vapor puesta a su disposición, total (acción), o parcialmente (reacción), en energía cinética.
- **Una corona móvil**, fija sobre un eje, cuyos álabes situados en la periferia tienen por objeto transformar en energía mecánica de rotación, la energía cinética puesta a su disposición.



Su funcionamiento consiste en impulsar el vapor a través de las toberas fijas hasta alcanzar las palas, que absorben una parte de la energía cinética del vapor en expansión, lo que hace girar el rotor y con ella el eje al que está unida. Las turbinas de acción habituales tienen varias etapas, en las que la presión va disminuyendo de forma escalonada en cada una de ellas.

### **Turbina monoetapa**

Se utilizan para turbinas de hasta 2 MW de potencia, al ser de más simple construcción son las más robustas y seguras, además de acarrear menores costes de instalación y mantenimiento que las multietapa.

### **Turbina multietapa**

El objetivo de los escalonamientos en la turbina a vapor es disminuir la velocidad del rodete conservando una velocidad de los alabes próxima al valor óptimo con relación a la velocidad del chorro de vapor. Si tenemos una presión de vapor muy elevada sin las etapas necesarias, sería necesario que la turbina girase a una velocidad muy alta, que no sería viable mecánicamente por las dimensiones que debería tener el reductor (caja de engranajes que ajustaría la velocidad final del eje a la deseada).

Consiguen mejores rendimientos que las monoetapa, además pueden absorber flujos de vapor de mucha mayor presión, por lo que se utilizan para turbinas de alta potencia. Suelen utilizarse turbinas mixtas, con las primeras etapas de acción y las finales de reacción.

### **Turbina de flujo axial**

Es el método más utilizado, el paso de vapor se realiza siguiendo un cono que tiene el mismo eje que la turbina.

### **Turbina de flujo radial**



El paso de vapor se realiza siguiendo todas las direcciones perpendiculares al eje de la turbina.

### **Turbina con extracción de vapor**

Se realiza en etapas de alta presión, enviando parte del vapor de vuelta a la caldera para sobrecalentarlo y reenviarlo a etapas intermedias. En algunas ocasiones el vapor también puede ser extraído de alguna etapa para derivarlo a otros procesos industriales.

### **Turbina de contrapresión**

La presión del vapor a la salida de la turbina es superior a la atmosférica, suele estar conectado a un condensador inicial que condensa al vapor, obteniéndose agua caliente o sobrecalentada, que permite su aprovechamiento térmico posterior.

### **Turbinas de condensación**

El vapor sale a una presión inferior a la atmosférica, en este diseño existe un mayor aprovechamiento energético que a contrapresión, se requiere agua de refrigeración para su condensación. Este diseño se utiliza en turbinas de gran potencia que buscan un alto rendimiento.

## **2.2.3 Sistemas de agua de enfriamiento para centrales termoeléctricas**

### **2.2.3.1 Introducción**

Las centrales termoeléctricas generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico, mediante fuentes energéticas distintas dependiendo de los combustibles fósiles empleados en la producción de energía eléctrica desde hace décadas, y sobre todo con tecnologías diferentes. Estos independiente de cualquier combustible fósil que utilicen (fuel-oíl, carbón o gas), el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas es prácticamente el mismo, las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que



sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma que varían según sea el tipo de combustible empleado.

### **2.3.2 Sistemas de enfriamiento**

Se entiende por "refrigeración a todo proceso por el cual se puede obtener y mantener dentro de un recinto, teóricamente aislado, a una temperatura inferior a la del medio ambiente circundante.

La obtención y mantenimiento de una baja temperatura implica la absorción o extracción de calor ya sea de un recinto, fluido o producto enfriado.

La refrigeración se emplea para suprimir calor de reacciones químicas, licuar gases de procesos, separar gases por destilación y condensación y purificar productos mediante la congelación de separación selectiva de un componente de una mezcla. La refrigeración se usa también en forma amplia en el acondicionamiento de aire de zonas de plantas industriales, con fines de confort y en sus aplicaciones asociadas a procesos y al aprovechamiento térmico ambiental.

El acondicionamiento de aire es el proceso que consiste en tratar el aire de tal modo que se controlen simultáneamente su temperatura, su humedad, limpieza y distribución para satisfacer los requisitos del espacio acondicionado.

#### **2.2.3.2.1 Formas de enfriamiento**

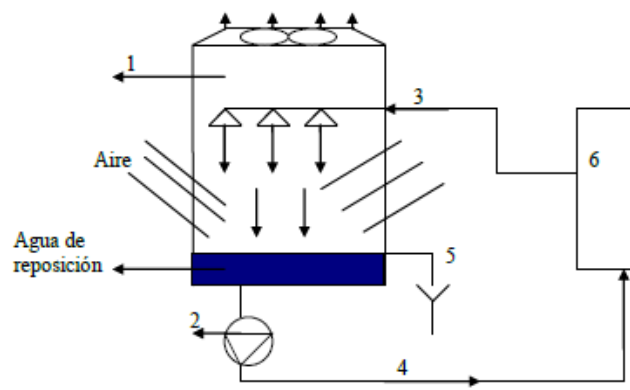
En las centrales termoeléctricas aparte de producir energía eléctrica mediante el vapor, se necesita un sistema de enfriamiento que está directamente en los intercambiadores, en este caso vamos a verificar sistema de enfriamiento directo e indirecto.



## Enfriamiento directo

En el cual el fluido de enfriamiento, en este caso el agua fría, va directamente al proceso y regresa como agua caliente a la parte superior (charolas), de la torre de enfriamiento.

El agua que ingresa está entre un rango de temperatura de 40 a 60 grados centígrados y es enfriada a razón de 10 a 20 grados centígrados.



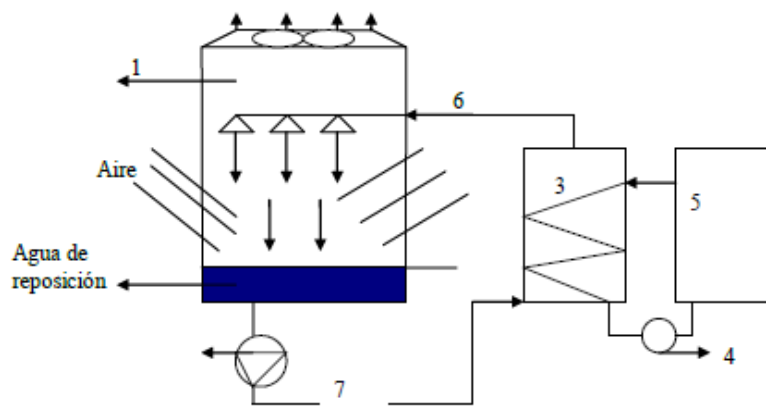
**Figura 2. 8**Esquema del sistema de enfriamiento directo

1. Torre de enfriamiento
2. Bomba de agua
3. Entrada de agua caliente
4. Salida de agua fría
5. Purga
6. Proceso industrial

En este tipo de sistema el agua enfriada es bombeada directamente al proceso. En dicho proceso se lleva a cabo el intercambio de calor y el agua caliente es retornada a la torre de enfriamiento.

## Enfriamiento indirecto

En este caso el agua el agua fría intercambia calor con un equipo intercambiador de calor y regresa como agua caliente a la parte superior de la torre, en el intercambiador de calor el fluido pasa por el proceso de intercambio de calor enfriandose y regresa luego de realizar su trabajo al intercambiador como fluido caliente.



**Figura 2. 9**Esquema del sistema de enfriamiento indirecto

1. Torre de enfriamiento
2. Bomba de agua fría
3. Intercambiador de calor
4. Bomba de líquido de enfriamiento
5. Proceso industrial
6. Entrada de agua caliente
7. Salida de agua fría

En este tipo de sistema el agua enfriada se bombea a un intercambiador de calor y este se retorna nuevamente a la torre de enfriamiento. En el intercambiador de calor se lleva a cabo a la transferencia de calor entre el agua enfriada y un líquido que podría ser aceite a alguna salmuera, este líquido es bombeado al proceso y retornado al intercambiador de calor.



#### **2.2.3.2.2 Torres de enfriamiento**

Las torres de enfriamiento son equipos que se usan para enfriar agua en grandes volúmenes, son el medio más económico para hacerlo, si se compara con otros equipos de enfriamiento como los cambiadores de calor donde el enfriamiento ocurre a través de contacto superficial. En el interior de las torres se monta un empaque con el propósito de aumentar la superficie del contacto entre el agua caliente y el aire que la enfría.

En las torres se colocan deflectores o eliminadores de niebla que atrapan las gotas de agua que fluyen con la corriente de aire hacia la salida de la torre, con el objeto de disminuir la posible pérdida de agua.

El agua se introduce por el domo de la torre por medio de vertederos o por boquillas para distribuir el agua en la mayor superficie posible.

El enfriamiento ocurre cuando el agua, al caer a través de la torre, se pone en contacto directo con una corriente de aire que fluye a contracorriente o a flujo cruzado, con una temperatura de bulbo húmedo inferior a la temperatura del agua caliente, en estas condiciones, el agua se enfría por transferencia de masa (evaporación) y por transferencia de calor sensible y latente del agua al aire, lo anterior origina que la temperatura del aire y su humedad aumenten y que la temperatura del agua descienda; la temperatura límite de enfriamiento del agua es la temperatura del bulbo húmedo del aire a la entrada de la torre. El enfriamiento de agua en una torre tiene su fundamento en el fenómeno de evaporación.

Es necesario el tratamiento del agua de las torres controlando el ph, el crecimiento de micro organismos, evitando formación de depósitos para lo que se agrega álcalis, algicidas, bactericidas y floculantes; y se deben realizar un análisis periódico tanto de dureza como de iones cloro ya que estos iones son causantes de las incrustaciones y de la corrosión en los elementos de la torre.



Según el mecanismo de evaporación en la superficie del agua que está en contacto con aire no saturado sucede lo siguiente.

1. Inicialmente el agua toma calor de sí misma para evaporarse y así se crea un gradiente de temperatura entre el seno del agua y la superficie de contacto.
2. El aire recibe humedad (vapor) y por lo tanto la energía en forma de calor latente de vaporización.
3. Después el aire le proporciona energía al agua, la que se evapora cada vez más a expensas de la energía del aire y la suya propia, hasta establecerse un estado de equilibrio a la temperatura de bulbo húmedo del aire.

#### **2.2.4 Calderas**

##### **2.2.4.1 Clasificación de las calderas según disposición de los fluidos**

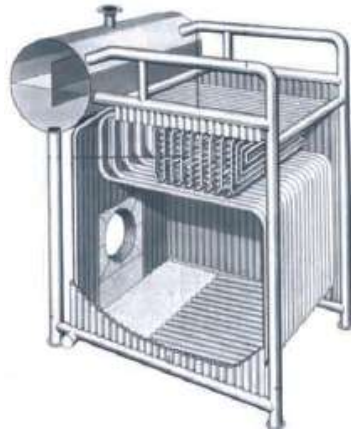
Las calderas se clasifican en función del paso del fluido caloportador a través de los tubos de intercambio.

###### **2.2.4.1.1 Calderas acuotubulares**

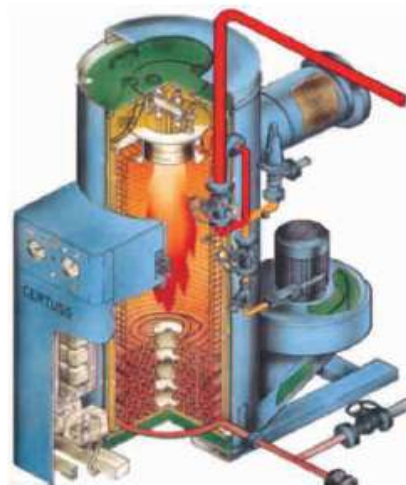
Son aquellas calderas en las que el fluido de trabajo se desplaza por el interior de tubos durante su calentamiento y los gases de combustión circulan por el exterior de las mismas. Son de aplicación cuando se requiere una presión de trabajo por encima de los 22 bares.

En el caso de calderas de vapor, el título de vapor es muy bajo (0.85), es decir, que el contenido de agua por unidad de masa es muy alto (15%) si no se les añade subconjuntos secadores del vapor, tales como recalentadores o sobrecalentadores.

Los generadores instantáneos también forman parte de la familia de calderas acuotubulares.



**Figura 2. 10**Esquema del sistema de enfriamiento indirecto



**Figura 2. 11**Detalle de generador instantáneo

#### **2.2.4.1.2 Calderas pirotubulares**

Son aquellas calderas en las que los gases de la combustión circulan por el interior de los tubos y el líquido se encuentra en un recipiente atravesado por dichos tubos. Son de aplicación principalmente cuando la presión de trabajo es inferior a los 22 bares.

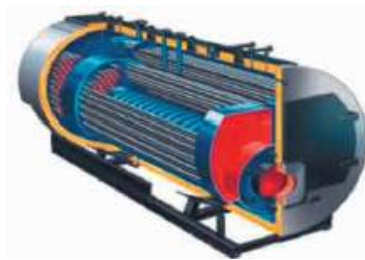
El vapor producido por la misma suele tener un título de vapor cercano al 1, es decir, que el contenido de agua por unidad de masa es de bajo (3%), no siendo necesario instalar equipos auxiliares complementarios.



Las exigencias de la calidad del agua de alimentación son menores a las requeridas por las calderas acuotubulares.

Las calderas pirotubulares se clasifican en función de la disposición del haz tubular en:

- **Calderas horizontales:** el haz tubular está dispuesto de la parte delantera a la trasera de la caldera.



**Figura 2. 12**Detalle de la caldera pirotubular horizontal

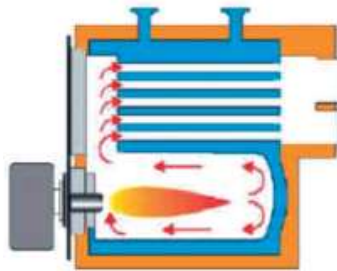
- **Calderas verticales:** el haz tubular está dispuesto de la parte inferior a la parte superior de la caldera. Las calderas pirotubulares se clasifican en función del número de haces tubulares en:
- **Calderas de dos pasos de gases** En el diseño de dos pasos de humos (ver figura 2.13), se distinguen claramente dos vías de paso autónomas de circulación de los productos de combustión. Se puede diferenciar una cámara cilíndrica de combustión denominada hogar, localizada en la parte inferior de la caldera y rodeada por una pared posterior totalmente refrigerada por agua (cámara húmeda).

Los gases de combustión producidos por el quemador producido en la parte posterior de la cámara de combustión (hogar) fluyen en sentido inverso a través del hogar volviendo hacia el núcleo de la llama por la zona exterior de la misma hasta la zona delantera de la caldera para introducirse en los tubos del segundo paso de humos.



Seguidamente, los gases de combustión de la caldera son dirigidos hacia la caja de gases trasera y evacuados al exterior.

Las calderas que se basan en este principio se caracterizan por su bajo rendimiento, así como por el alto contenido de sustancias contaminantes en sus gases de combustión.



**Figura 2. 13**Detalle de caldera de dos pasos de gases

#### **- Calderas de tres pasos de gases**

En el diseño de tres pasos de humos (ver figura 2.14) se distinguen claramente tres vías de paso autónomas de sentido único de circulación de los productos de combustión. Se puede diferenciar una cámara cilíndrica de combustión denominada hogar, localizada en la parte inferior de la caldera y rodeada por una pared posterior totalmente refrigerada por agua (cámara húmeda).

Los gases de combustión producidos por el quemador en la parte posterior de la cámara de combustión (hogar) fluyen a través de los tubos de humos en el segundo paso de humos.



**Figura 2. 14**Detalle de caldera de tres pasos de gases

Seguidamente los gases de combustión de la caldera cambian de dirección en la parte frontal de la caldera, pasando a través de los tubos de humos en el tercer paso de humos.

### **2.2.5 Generador Eléctrico**

En el generador eléctrico se realiza el cambio de energía mecánica a eléctrica. Las unidades de generación trabajan con generadores trifásicos de dos o cuatro polos, de rotor cilíndrico y su voltaje nominal en los bornes oscila entre 13,8 KV, y 22 KV.

### **2.2.6 Condensador**

El condensador permite la máxima expansión del vapor en la turbina ya que trabaja con una presión por debajo de la atmosférica, lo que se conoce como vacío. El sistema de condensación al vacío se usa en todas las grandes centrales.

Además permite convertir el vapor condensandolo para reutilizarlo en un nuevo ciclo. Requiere un sistema de enfriamiento que puede ser abierto o cerrado, utilizando torres de enfriamiento.

### **2.2.7 Precalentador de aire**

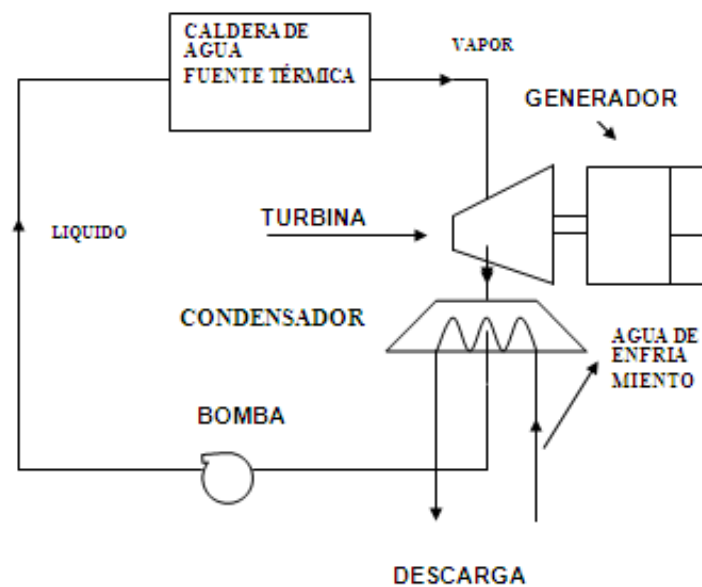
Aprovechan la energía calórica de los gases de escape para precalentar el aire antes de ir al hogar de la caldera.



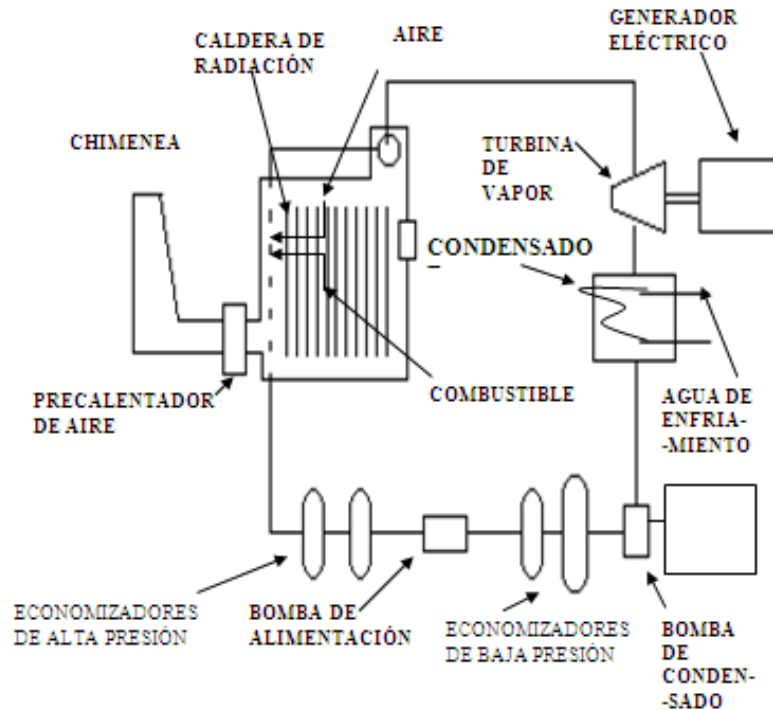


### 2.2.8 Economizadores

Luego de que los gases pasan por la caldera contienen aún energía calórica. Para aprovechar esta energía calórica se precalienta el agua de alimentación en el economizador. También existen economizadores que operan con vapor proveniente de las varias extracciones de vapor de la turbina. Estos son precalentadores regenerativos.



**Figura 2. 15** Circuito a vapor



**Figura 2. 16**Esquema de una central a vapor

### 2.3 DETERMINACIÓN DEL COSTO DE PRODUCCIÓN DEL KWH

Ciertamente que el costo de generación de una central a vapor depende de muchos factores, entre ellos, capacidad de la turbina, temperatura de operación, presión del vapor, etc., además de esto el Costo Variable de Producción es aquel necesario para operar y mantener la unidad o planta generadora y que cambia en función de la energía producida, los componentes del Costo Variable de Producción son:

- Combustibles.
- Transporte de combustible.
- Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación.
- Agua potable.



- Energía eléctrica para servicios auxiliares.
- Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante el ciclo operativo, entre dos mantenimientos mayores, que consideran el valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse, así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos.
- Costos variables de Operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental.

Cabe recalcar que no se considerarán aquellos costos correspondientes a mantenimientos destinados a repotenciar las unidades o a prolongar la vida útil original de las unidades generadoras, los costos variables de mantenimiento serán detallados previa coordinación con el CENACE según lo señala el numeral 9 de la REGULACION No. CONELEC 003/03.

### 2.3.1 Cálculo de los componentes de los Costos de Producción

Para el cálculo de los componentes de los Costos de Producción se define:

**GB Generación bruta:** estimada para un ciclo operativo; esto es, para un período entre dos mantenimientos mayores. Para efectos de determinar la producción se tomará la potencia efectiva actual.

El ciclo operativo, en horas de operación y entre dos mantenimientos mayores, para cada tipo de unidad, justificando el período y mantenimientos a efectuarse con información del fabricante, suministrador o estadística de costos de mantenimiento de cada unidad.

**Unidad de volumen:** Para las unidades que consumen combustible líquido será el galón; y, para el caso de combustible gas será el pie cúbico.

**Potencia efectiva:** Es la máxima potencia que puede alcanzar una unidad generadora en régimen de operación continuo.

- a) Costos de combustible (CC) en US\$ / kWh.



$$CC = \frac{PC}{RC} \quad (2.1)$$

Donde:

PC= Precio promedio de venta del combustible al generador, sin incluir tasas e impuestos, en dólares por unidad de volumen.

Se tiene que considerar que con relación a los precios de los combustibles líquidos, se tomará en cuenta lo establecido en la Regulación 002/99, numeral 2.3, y mientras se encuentre vigente dicha Regulación y sus reformas.

Para el caso del gas natural, si el Estado no fijare el precio del gas a usarse en la generación termoeléctrica, se considerará el precio de compra del gas que pague el generador termoeléctrico al suministrador del combustible. El generador termoeléctrico, dentro de la declaración de costos, incluirá las facturas que respalden el precio del gas declarado.

RC= Rendimiento de la unidad tomado de los resultados de las pruebas operacionales para la determinación de las curvas de eficiencia, sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (kWh/unidad de volumen), declarado por el Agente. Se declararán rendimientos para cuatro valores de la curva de eficiencia, incluidos el de potencia efectiva y el de potencia mínima, con los que el Agente determinará la correspondiente curva polinómica de orden 2.

Si la unidad usa dos tipos de combustible, se consignarán los costos indicando las restricciones técnicas y condiciones operativas para el uso de cada tipo de combustible.

b) Costos de transporte de combustible (CTC) en US\$ / kWh.

$$CTC = \frac{PGT}{RC} \quad (2.2)$$



Donde:

PGT= Precio del transporte por unidad de volumen (US\$ / unidad de volumen)

RC= Rendimiento de la unidad ya definido en el literal a) del presente numeral.

c) Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos (CLYO) en US\$ / kWh.

$$CLYO = \sum \frac{P_{ui} \times MC_i}{GB} \quad (2.3)$$

Donde:

P<sub>ui</sub> = Precio unitario del insumo “i” para el mes de la declaración.

MC<sub>i</sub>= Consumo del insumo “i” durante el ciclo operativo.

GB= Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

d) Costo del agua potable (CAP) en US\$/kWh.

$$CAP = \frac{PA \times CAA}{GB} \quad (2.4)$$

Donde:

PA= Precio del agua potable (US\$/ m<sup>3</sup>) para el mes de la declaración

CAA= Consumo de agua potable (m<sup>3</sup>) durante el ciclo operativo.

GB= Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

e) Costos de Mantenimiento (CM) en US\$/kWh.

$$CM = \frac{RPTM + JIM + MOAM}{GB} \quad (2.5)$$



Donde:

RPTM= Valor de los repuestos para mantenimientos programados durante el ciclo operativo.

OIM= Valor de otros insumos para mantenimientos programados durante el ciclo operativo.

MOAM= Valor de la mano de obra adicional a ser contratada para los mantenimientos programados.

GB= Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

f) Los costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones destinados al control y mitigación del impacto ambiental (CVIAM), durante el ciclo operativo, en US\$/kWh.

g) Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares (CEE) en US\$/kWh.

$$CEE = \frac{(CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM)}{(1 - \frac{CAX}{GB})} \times \frac{CAX}{GB} \quad (2.6)$$

Donde:

CAX= Consumo de energía exclusivamente para servicios auxiliares de la unidad, estimada durante el ciclo operativo, en kWh.

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

h) Los Costos Variables de Producción (CVP), en US\$/kWh, serán iguales a la suma de los costos señalados en los literales anteriores, esto es:

$$CVP = CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM + CEE \quad (2.7)$$



### **2.3.2 Actualización de la información.**

Los Generadores ejecutarán las pruebas operacionales para determinar las nuevas curvas de rendimiento luego de cada overhaul o mantenimiento mayor, siguiendo la metodología preparada por el CENACE y aprobada por el CONELEC.

Los costos de las pruebas de verificación o de las Auditorías Técnicas serán a cargo del propietario de la unidad cuando lo solicite el CENACE o el CONELEC. En el caso que otro Agente solicite la Verificación o Auditoría y los resultados de las mismas estén dentro de los valores declarados por el Agente auditado, los gastos de las pruebas correrán a cargo del Agente solicitante; caso contrario, correrán a cargo del Agente auditado. En cualquier caso, al Agente propietario de la unidad sometida a verificación se le remunerará, por la energía producida, con el costo marginal del mercado, durante el período de prueba.

### **2.3.3 Reconocimiento del pago de impuestos y tasas por la compra de combustible.**

El CENACE determinará los volúmenes de combustibles líquidos (bunker, diesel y nafta) consumidos únicamente para la energía termoeléctrica que se pone en el mercado ocasional de acuerdo a la información ex-post. A estos volúmenes de combustibles, se aplicarán los porcentajes de impuestos y tasas que correspondan considerando los precios de combustibles vigentes en el mes de facturación, para así determinar los valores en dólares que se reconozcan a cada uno de los Generadores Termoeléctricos. Dichos valores serán recaudados de todos los Agentes, en forma proporcional a la energía retirada del Mercado Ocasional en el mes de facturación.

Para esta liquidación, los generadores presentarán copias de las facturas de compra de combustible líquido correspondientes al combustible usado en el mes de la declaración.



Este procedimiento se lo aplicará al gas, en el caso que este combustible tenga un precio de venta que incluya impuestos y tasas.





## **CAPÍTULO III**

### **GENERACIÓN CON TURBINAS A GAS**

#### **3.1 Generalidades**

El sistema de la turbina a gas es de mucha importancia, ya que el rendimiento del ciclo combinado dependería de las temperaturas de los gases de escape que la turbina a gas proporcione.

Estos gases en lugar de ser enviados a la atmosfera son aprovechados en la generación de vapor proporcionando un rendimiento económico mayor. El sistema de control de la turbina a gas tiene por objetivo generar la mayor cantidad de potencia eléctrica mediante la correcta administración del aire de entrada al compresor y del combustible que alimenta a la cámara de combustión, así como proporcionar los gases de escape necesarios en la producción de vapor.

El sistema de la turbina a gas está integrado por una turbina a gas, un compresor, la cámara de combustión, un motor de arranque, alabes guía y su actuador, el generador eléctrico, el sistema de combustible y la cámara de combustión.

#### **3.2 Centrales de generación con turbina a gas**

##### **3.2.1 Descripción de los elementos integrantes de la turbina a gas**

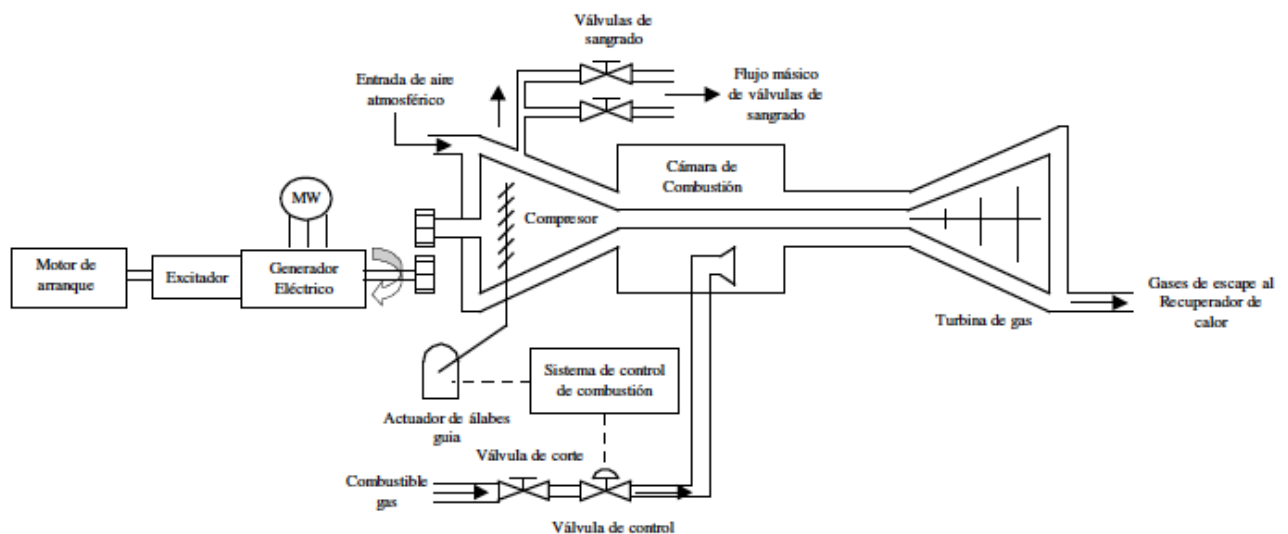
###### **1) Turbina a gas**

Este dispositivo se acciona por la expansión de los gases calientes, provenientes directamente de la cámara de combustión. Esta energía calorífica se convierte en energía mecánica al hacer girar el rotor de la turbina a gas. El giro provocado en el eje de la maquina es aprovechado por un

generador eléctrico para producir potencia eléctrica y suministrar gases de escape al recuperador de calor.

## 2) Compresor

A través de este dispositivo fluye el aire en dirección axial a través de una serie de etapas rotativas (paletas) y estacionarias (diafragmas). La sección transversal del compresor disminuye en área en la dirección del flujo, provocado ya que a medida que el aire pasa por las diferentes etapas se va comprimiendo, su temperatura y presión aumentan descargándose finalmente en la cámara de combustión.



**Figura 3. 1** Sistema de la turbina a Gas

## 3) Cámara de combustión

Aquí se lleva a cabo la combustión producida por el flujo de aire proveniente del compresor y el combustible proporcionado a través de las válvulas de combustible. El aire pasa a través de unos orificios y mediante unas bujías se enciende la mezcla de aire-combustible y así se produce la energía necesaria (flujo de gases) para activar a la turbina a gas.



#### **4) Álabes guía y su actuador**

Los álabes guía, son directrices móviles encargados de regular el flujo de aire al compresor durante toda la operación de la turbina a gas, este flujo es necesario para que se lleve a cabo la combustión, que es indispensable en la generación del flujo de gases utilizado por la turbina a gas para realizar el trabajo mecánico.

#### **5) Motor de arranque**

Este dispositivo se utiliza para arrancar la unidad haciéndola girar desde una velocidad mínima (llamada velocidad de torna flecha) hasta aproximadamente 900 rpm, momento en el cual se genera la ignición y la válvula de combustible comienza a abrirse, iniciándose la combustión. El motor se encuentra en servicio hasta una velocidad de 2300 rpm y a partir de ese momento, la aceleración dependerá de la válvula de combustible y del proceso de combustión.

#### **6) Válvula de combustible a la cámara de combustión**

La válvula de combustible a la cámara de combustión es la encargada de regular el flujo de combustible (gas o diesel) suministrado a la cámara de combustión generando así el flujo de gas necesario para acelerar, sincronizar y generar carga en la turbina a gas. El mal funcionamiento de esta válvula impide el correcto desempeño de la turbina a gas al no tener una adecuada combustión.

### **3.2.2 Descripción del proceso**

Se tiene una entrada en la turbina a gas la cual permite que el aire atmosférico entre al compresor regulando el flujo de aire mediante los álabes guías que se encuentran localizados antes de la primera etapa del compresor. Este aire es comprimido y descargado en la cámara de combustión donde se mezcla con el combustible para después quemar dicha mezcla. Los gases calientes



resultantes alcanzan una temperatura y presión lo que impulsa a la turbina a gas haciéndola girar conforme éstos se expanden. El movimiento es transmitido a un generador eléctrico el cual tiene como objetivo generar energía eléctrica.

Los gases calientes de desecho (gases de escape) son dirigidos al recuperador de calor para ser aprovechados en la generación de vapor y así completar el ciclo.

Para arrancar la turbina a gas es necesario utilizar un motor de arranque que le proporcione la aceleración requerida. Al alcanzar las 900 rpm con la ayuda del motor de arranque, se produce la ignición y el inicio de la combustión. Cuando la turbina a gas ha alcanzado una velocidad de 2300 rpm el motor de arranque se pone fuera de servicio quedando la aceleración de la turbina a gas a cargo únicamente del control de velocidad mediante el proceso de regulación de la combustión. Una vez alcanzada las 3600 rpm (velocidad de sincronismo) se cierra el interruptor principal para hacer la transición del control de velocidad al control de potencia eléctrica. Al activar este último, la señal de control es generada a partir de la diferencia entre la referencia de potencia eléctrica y el valor medido de la misma. Ambos algoritmos de control utilizan un controlador proporcional integral (PI) para obtener la señal de control que regulara la apertura de la válvula de combustible.

La posición de los álabes guía se determina en función del módulo de control en que esté operando (velocidad o potencia eléctrica), además de utilizarse una curva de caracterización que permite regular su apertura en un rango de 30 a 100 %. Es muy importante mantener la apertura adecuada en los álabes pues el flujo de aire afecta directamente a la combustión de los gases. Si la temperatura del paleteado se incrementa por encima del límite establecido se activa una protección por límite de temperatura alta en el paleteado que independientemente de la etapa en que se encuentre el proceso (arranque o generación de potencia eléctrica), ordenará el retroceso ocasionando que la válvula de combustible cierre hasta que la condición de retroceso se quite.



### 3.3 Determinación del costo de producción del kWh

Ya se sabe que el gas aporta beneficios tales como: Reducción de costos por concepto de adquisición de combustible en la Central de Generación Eléctrica; reducción de la contaminación del aire y cambios climáticos; disminución de la rapidez de agotamiento de los recursos hidrocarburíferos no renovables que posee el país; se prescinde de tanques de almacenamiento, filtros, equipo de bombeo y la dedicación constante del personal de planta encargado de la recepción del combustible.

Como se acotó en el capítulo 2 la determinación de los costos de producción, se relacionan de acuerdo a los gastos asociados al transporte del combustible en este caso el gas, productos químicos así como otros insumos necesarios para la operación, agua potable y energía eléctrica para los servicios auxiliares, de igual manera de los mantenimientos que se brinden a los equipos durante el ciclo operativo.

Para el caso puntual de establecer el precio del kWh por producción de energía mediante la utilización de gas, tenemos que considerar los lineamientos de la regulación CONELEC 003/03 explicados en el capítulo 2, y mediante los cuales se hizo el cálculo en la planta de Machala y se muestran a continuación:

**Tabla 3. 1** Precios de combustibles

PRECIOS COMBUSTIBLES		SIN TASAS E IMPUESTOS	
GALON FUEL OIL 4 (USD)		0,6324000000	26,560800
GALON FUEL OIL 4 Emp. Estatales (USD)		0,4896000000	20,563200
GALON DIESEL 2 (USD)		0,8202840000	34,451928
GALON NAFTA (USD)		0,6677940000	28,047348
BARRIL RESIDUO SH Guangopolo (USD)		0,3570357895	14,995503
BARRIL RESIDUO La Propicia (USD)		0,3874970000	16,274874
BARRIL RESIDUO SH G.Hernández (USD)		0,3408800000	14,316960
BARRIL RESIDUO SH S.Alegre (USD)		0,3589430000	15,075606
BARRIL RESIDUO Termoesmeraldas (USD)		0,3874970000	16,274874
BARRIL RESIDUO Termoguyas (USD)		0,3917280000	16,452576
BARRIL RESIDUO El Descanso (USD)		0,3639450000	15,285690



BARRIL RESIDUO Generoca (USD)	0,5130500000	21,548100	0,824160
BARRIL RESIDUO Manta II (USD)	0,3874970000	16,274874	
BARRIL RESIDUO Quevedo II, Manta II (USD)	0,3817161853	16,032080	
BARRIL RESIDUO Miraflores II (USD)	0,3796241470	15,944214	
BARRIL RESIDUO Miraflores 11 & 12 (USD)	0,3874970000	16,274874	
Millones BTU's (MM BTU's) TermogasMACHALA	2,7500000000		
BARRIL RESIDUO Jaramijó (USD)	0,3874970000	16,274874	
BARRIL RESIDUO Jivino II (USD)	0,3862800000	16,223760	
BARRIL RESIDUO Jivino III (USD)	0,3862798126	16,223752	
BARRIL RESIDUO ESM 100000 SRW1(USD)		11,220000	

**CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA**

DIRECCIÓN DE PLANEAMIENTO

**Tabla 3. 2**Costos Variables de Producción, Potencia Mínima.

EMPRESA	UNIDAD	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/kWh)									POTENCIA		CVP Pmin de formulario (US\$/kWh)
		Rendimiento	Combustible	Transporte	Lubricantes	Agua	Mantenim	Control	Servicios	TOTAL	TOTAL	MÍNIMA	
		kWh/galón			Químicos y Otros	Potable	RPTM, OIM, MOAM	Ambiental	Auxiliares	US\$/kWh	ctvs US\$/kWh	(MW)	
CELEC_ EP_TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS 2 - TG01	12283,217273	0,033779	0,000000	0,000239	0,000189	0,005038	0,000043	0,0004771759	0,0398	3,98	13,0000000000	0,039764655
CELEC_ EP_TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS 2 - TG02	12355,841481	0,033979	0,000000	0,000239	0,000189	0,005038	0,000043	0,0004796016	0,0400	4,00	13,0000000000	0,039966797
CELEC_ EP_TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS 2 - TG03	12630,599345	0,034734	0,000000	0,000239	0,000189	0,005038	0,000043	0,0004887787	0,0407	4,07	13,0000000000	0,040731559
CELEC_ EP_TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS 2 - TG04	12324,714621	0,033893	0,000000	0,000239	0,000189	0,005038	0,000043	0,0004785619	0,0399	3,99	13,0000000000	0,039880159
CELEC_ EP_TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS 2 - TG05	12371,553011	0,034022	0,000000	0,000239	0,000189	0,005038	0,000043	0,0004801263	0,0400	4,00	13,0000000000	0,040010529
CELEC_ EP_TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS 2 - TG06	12398,048481	0,034095	0,000000	0,000252	0,000199	0,005303	0,000045	0,0004845327	0,0404	4,04	13,0000000000	0,040377726
CELEC_ EP_TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS - FA1	15487,100000	0,042590	0,000000	0,000082	0,000012	0,003542	0,000041	0,0008864842	0,0472	4,72	30,0000000000	0,047153414
CELEC_ EP_TERMOGAS MACHALA	MACHALA GAS - FA2	15483,020000	0,042578	0,000000	0,000083	0,000012	0,003590	0,000042	0,0008875104	0,0472	4,72	30,0000000000	0,047193215



## **CAPÍTULO IV**

### **CICLO COMBINADO**

#### **4.1 Generalidades**

En la generación de energía eléctrica se denomina ciclo combinado a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión.

En una central eléctrica el ciclo combinado de gas genera energía eléctrica mediante una turbina a gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas a vapor. El principio sobre el cual se basa es utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina a gas para aportar calor a la caldera recuperadora o generador de vapor para la turbina a vapor.

La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtiene un rendimiento superior al 50%, mayor que el rendimiento de una central de ciclo único.

Consiguiendo aumentar la temperatura de los gases de escape en la turbina a gas, se obtienen rendimientos en el ciclo combinado cercanos al 60%, exactamente 57.3% en las más modernas turbinas. Este rendimiento implica una temperatura de salida de los gases de los combustores a la primera etapa de la turbina de alta de unos 1350 grados centígrados.

El límite actualmente es la resistencia, de los materiales cerámicos empleados en el recubrimiento interno de las cámaras de combustión de esas turbinas, a soportar esas temperaturas.





Las centrales de ciclo combinado son como todas las centrales termoeléctricas, contaminantes para el medio ambiente y para los seres vivos, incluidas las personas, por los gases tóxicos que expulsan al ambiente. No obstante es la que menos contamina de todas las tecnologías utilizadas para producción de electricidad con quema de combustibles fósiles.

## 4.2 Centrales de generación con ciclo combinado

En este capítulo se pretende dar una visión global de los principios de funcionamiento del ciclo combinado en cuanto a sus aspectos térmicos se refiere. En él se da una noción del rendimiento que puede alcanzar un ciclo combinado así como las diferentes pérdidas y sus causas.

Como su propio nombre lo indica, un ciclo combinado es el resultado de la combinación de dos ciclos termodinámicos de generación de energía. El objetivo básico que se persigue en la combinación de ambos ciclos es mejorar el rendimiento global en la producción de energía.

Una de las claves para que el rendimiento de la generación de energía en un ciclo termodinámico aumente es aumentar la temperatura media de absorción de calor, ya que según la ecuación de Carnot, el rendimiento ideal máximo teórico que se puede obtener de un proceso termodinámico que funcione entre dos focos de temperatura  $T_c$  (foco caliente) y  $T_f$  (foco frío) es el siguiente:

$$\eta = 1 - \frac{T_f}{T_c} \quad (4.1)$$

Donde las temperaturas vienen expresadas en grados Kelvin.

Por supuesto, este rendimiento no es alcanzable en la práctica pero es un límite que debe ser tomado en consideración. Existen varias razones por las cuales no se puede alcanzar este rendimiento máximo, entre las cuales destacan las



pérdidas de calor y las pérdidas dadas en el procedimiento del intercambio de calor.

Por otro lado existen ciclos de generación de potencia como el ciclo de Brayton utilizado en Turbinas de Gas en que se pueden alcanzar temperaturas máximas actualmente del orden entre los 1260 y los 1350 grados centígrados, saliendo el gas por el escape a temperaturas del orden de entre 500 y 600 grados centígrados. El rendimiento máximo de Carnot en estas condiciones es de 0,43. En la práctica el rendimiento de una turbina a gas en ciclo simple no regenerativa está en torno al 35%.

Como consecuencia de esto se deduce que ninguno de estos ciclos por separado supera el 40% de rendimiento global. Sin embargo, las propiedades de estos ciclos hacen que puedan trabajar conjuntamente para dar un rendimiento muy superior. El objetivo que se persigue es buscar un ciclo que tenga la absorción de calor a una elevada temperatura y la cesión sea a baja temperatura.

El ciclo a gas tiene la ventaja de absorber calor directamente a alta temperatura sin intercambiador alguno.

El ciclo de vapor, por su parte no permite elevadas temperaturas por problemas de materiales pero permite una temperatura de cesión de calor muy baja. Estas características hacen que ambos ciclos puedan trabajar conjuntamente de forma eficiente.

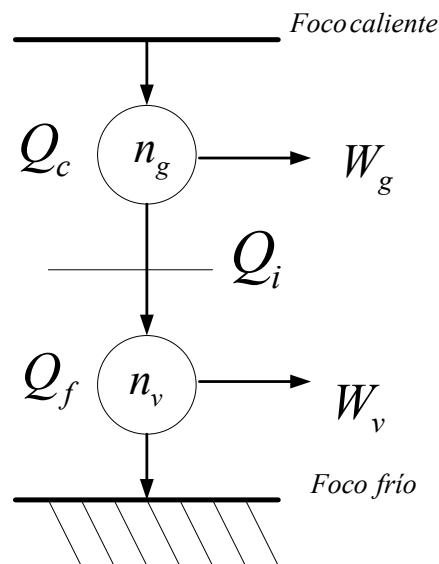
El ciclo a gas funciona como el ciclo de alta temperatura y el de vapor como el ciclo de baja. El ciclo de vapor funciona con el calor que le cede el ciclo de gas. Para ello entre ambos ciclos debe haber lógicamente un medio de intercambio de calor.



El rendimiento máximo que pueden alcanzar, los ciclos simples, en el ciclo combinado es inferior al rendimiento máximo que tendrían los ciclos que funcionen en forma separada, entre los mismos focos de temperatura como se justificará más adelante. Esto es debido a las pérdidas de calor entre los dos ciclos y a la diferencia de temperatura en el intercambio de calor.

La idea de establecer una combinación de dos ciclos, uno de alta y otro de baja temperatura, no es nueva. De hecho los ciclos combinados de mercurio y vapor han funcionado durante mucho tiempo aunque hoy en día carecen de interés por la toxicidad del mercurio y porque resultan antieconómicos en comparación con una planta de vapor convencional.

Las mejoras introducidas en estos ciclos mediante el aumento de la temperatura y presión del vapor permiten acercarse al rendimiento de los ciclos de mercurio y vapor.



**Figura 4. 1** Combinación de dos ciclos de potencia



En la figura anterior se aprecia que  $Q_c$  es el calor tomado del foco caliente,  $Q_i$  el calor intercambiado entre los dos ciclos, y  $Q_f$  el calor cedido al foco frío. El ciclo de gas tiene un rendimiento de  $\eta_g$  y produce una potencia útil de  $W_g$ . Por su parte el ciclo de vapor tiene un rendimiento  $\eta_v$  y produce una potencia  $W_v$ .

Ya que lo que se pretende es dar una idea del rendimiento del conjunto del ciclo combinado, en este esquema se supone que no hay pérdidas entre ambos ciclos.

El rendimiento del ciclo combinado tal y como está planteado se define como el cociente:

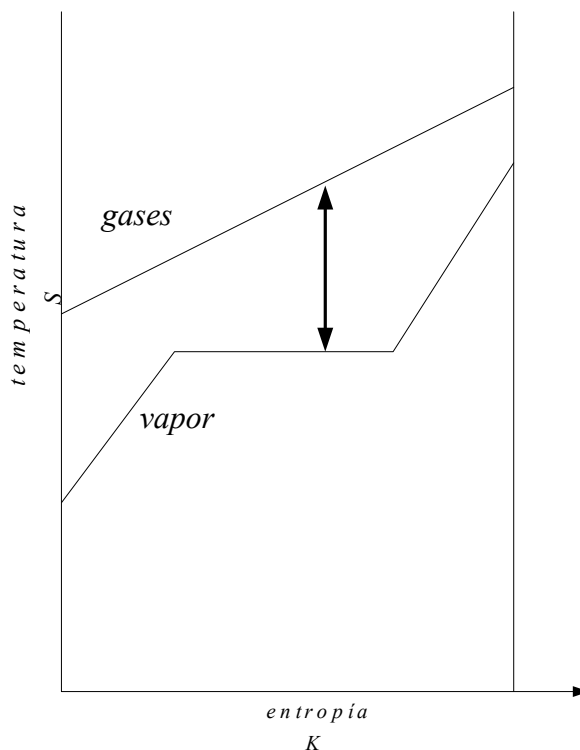
$$\eta_{cc} = \frac{W_g + W_v}{Q_c} \quad (4.2)$$

Para el rendimiento global se tiene la siguiente fórmula:

$$\eta_{cc} = \eta_g + \eta_v - \eta_g \eta_v \quad (4.3)$$

Ya se ha comentado previamente que el hecho de introducir en el ciclo combinado un elemento de intercambio de calor supone una pérdida de calor y en consecuencia una pérdida de rendimiento. El rendimiento del ciclo no será óptimo por las siguientes razones.

- El cambiador de calor no se puede hacer de área infinita.
- Las propiedades del agua y los gases hacen que no se puedan acercar todo lo que se quiera las evoluciones de temperatura en la caldera. Por ejemplo, con un nivel de presión para el ciclo de vapor la evolución de la temperatura dentro de la caldera para los dos fluidos es del siguiente modo:



**Figura 4. 2** Evolución de la temperatura.

En este esquema se puede observar que el hecho de que el agua evapore a una temperatura fija hace que la diferencia de temperatura entre los dos fluidos sea elevada.

- La composición de los humos y los problemas de corrosión de materiales hacen que no se pueda enfriar los humos en la caldera todo lo que sería deseable para una mayor recuperación del calor.

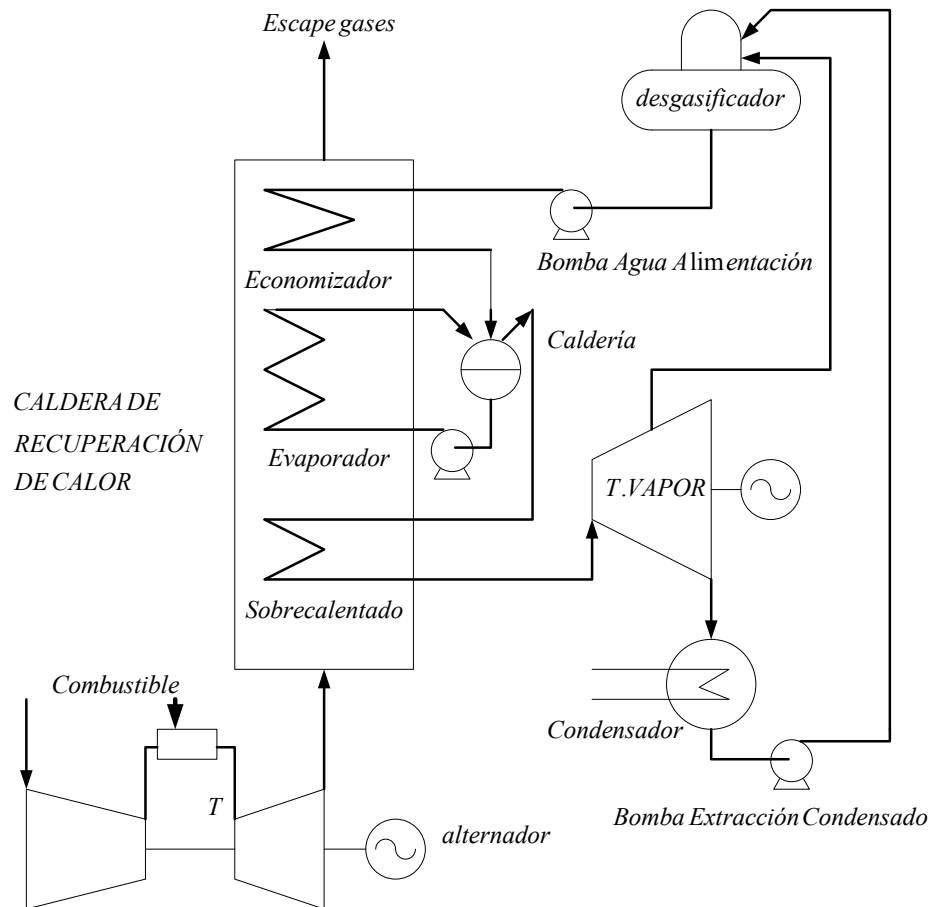


## **4.2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS CICLOS COMBINADOS DE TURBINA A GAS Y VAPOR**

### **4.2.1.1 Esquema general**

Existen una multitud de variantes posibles en cuanto a la configuración de los ciclos combinados, por lo que es muy difícil caracterizarlos todos con un único esquema. No obstante el esquema más básico para este tipo de ciclos ha de constar de al menos de una turbina a gas, una caldera de recuperación de calor, y de un ciclo de vapor.

El ciclo de vapor puede llegar a ser muy sofisticado, aunque para poder dar una visión general del ciclo combinado se va a representar una versión muy simplificada. A continuación se presenta el esquema del ciclo combinado.



**Figura 4. 3**Ciclo combinado de un nivel de presión

Como se puede observar, el ciclo combinado de gas y vapor consta de tres parcelas claramente diferenciadas:

- Turbina a gas
- Caldera de recuperación de vapor
- Ciclo de vapor

A la turbina a gas llegan aire y combustible que suele ser gas natural, o gas procedente de la desgasificación de carbón. El aire es comprimido en el compresor, mezclado y quemado adecuadamente con el combustible en la



cámara de combustión. La mezcla tiene un exceso de aire bastante elevado. Los gases producto de la combustión se expanden en la turbina a gas propiamente dicha hasta una presión ligeramente superior a la atmosférica.

En la expansión se genera potencia suficiente para mover al compresor y al alternador que pueden ir acoplados al mismo eje que la turbina. De este modo se tiene un primer ciclo de producción de energía eléctrica.

Los gases procedentes de la turbina a gas todavía bastante calientes se llevan a una caldera de recuperación de calor donde se enfrían a su paso a través de los distintos elementos de la caldera, donde ceden calor (economizador, evaporador, y sobrecalentado) por lo que se produce vapor de agua en unas determinadas condiciones.

El vapor producido en la caldera sigue un ciclo de Rankine simple cuyo objeto final es mover la turbina a vapor, acoplada a otro generador eléctrico y producir energía eléctrica.

#### **4.2.1.2 Turbina a gas**

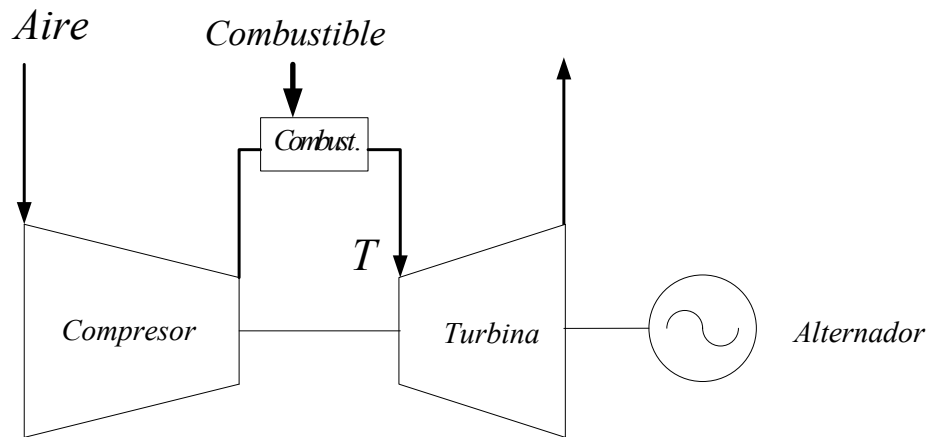
Una turbina a gas es una turbo-máquina capaz de generar potencia mecánica a partir de combustión de una mezcla de combustible y aire en determinadas condiciones de presión.

Actualmente la turbina a gas tiene un amplio rango de aplicaciones entre los que están la propulsión y la generación de energía eléctrica.

##### **4.2.1.2.1 Montaje en eje simple**

El esquema más básico de una turbina a gas es el que se representa a continuación:





**Figura 4. 4** Turbina a gas de eje simple

Este esquema corresponde a un montaje en eje simple. La turbina a gas va acoplada en este caso a un generador eléctrico aunque no tiene que ser siempre así. Como se puede ver la turbina a gas en su conjunto consta de un compresor, una cámara de combustión y una turbina. Compresor y turbina van acoplados al mismo eje.

El compresor es de tipo eje axial o centrífugo y con varios escalonamientos en función de la relación de compresión. La turbina es de tipo axial y suele tener un número de escalonamientos inferior al del compresor. Esto se debe a que una corriente en expansión con una relación de expansión cualquiera lo que permite obtener potencias altas con un número de escalones comparativamente bajo. No ocurre lo mismo cuando se trata de comprimir, por problemas de desprendimiento de la corriente.

El proceso que lleva a cabo la turbina a gas para producir potencia mecánica es el siguiente:

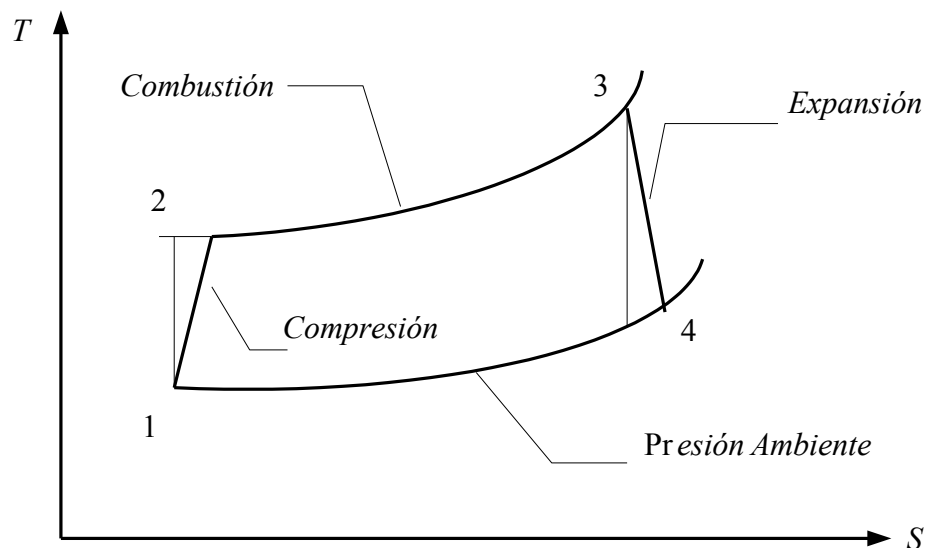
- En el compresor se comprime un cierto gasto másico de aire desde las condiciones ambientales hasta una relación de compresión adecuada.



Valores típicos para la relación de compresión son del orden de 10 a 18. En cuanto al gasto másico puede ser muy variado en función de la aplicación y de la potencia de la turbina a gas.

- El aire es conducido hasta la cámara de combustión donde es mezclado con el combustible y se produce una combustión isobara, salvo las posibles pérdidas de carga.
- Los gases resultantes de la combustión, que pueden alcanzar temperaturas del orden de 1260 grados centígrados, se expanden en la turbina hasta una presión ligeramente superior a la atmosférica debido a las pérdidas de carga en el escape.

El proceso así obtenido se puede representar gráficamente en un diagrama T-s como se indica en la siguiente figura.



**Figura 4. 5** Ciclo simple de turbina a gas de un solo eje

Como se puede observar realmente no es posible hablar de un ciclo cerrado propiamente dicho puesto que al ser una turbina a gas un motor de combustión interna los gases resultantes no se pueden re-circular cíclicamente. También



existen turbinas a gas de combustión externa en las que la cámara de combustión se sustituye por un cambiador en el que se calienta el gas hasta cierta temperatura y tras la expansión se enfría y se puede volver a comprimir estableciendo un ciclo cerrado.

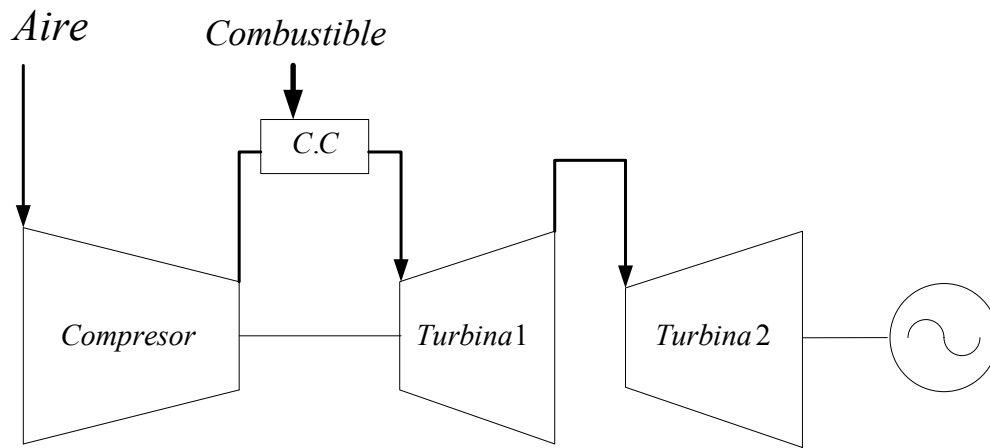
#### **4.2.1.2.2 Montaje en eje doble**

El montaje de eje doble consta de dos turbinas, una de las cuales mueve al compresor al que va unido por el primer eje. Al conjunto del compresor y de la primera turbina se le denomina generador de gas. La segunda turbina es la que realmente genera la potencia y está montada en otro eje y acoplada a la carga, bien sea de propulsión o un generador eléctrico. La misión de la primera turbina no es otra que dar la potencia necesaria para mover el compresor lo cual se consigue con un salto de presión inferior al que tiene que suministrar el compresor.

El salto de presión restante es el que aprovecha la otra turbina a gas para producir trabajo extra, este montaje no es muy apropiado para la generación de energía eléctrica puesto que ante una pérdida de carga en alternador la turbina de potencia sufriría un rápido embalamiento cosa que no ocurre en el montaje de eje simple por estar conectada al compresor. Pero tiene su ventaja por comportarse mejor ante variaciones de carga y de régimen de giro.

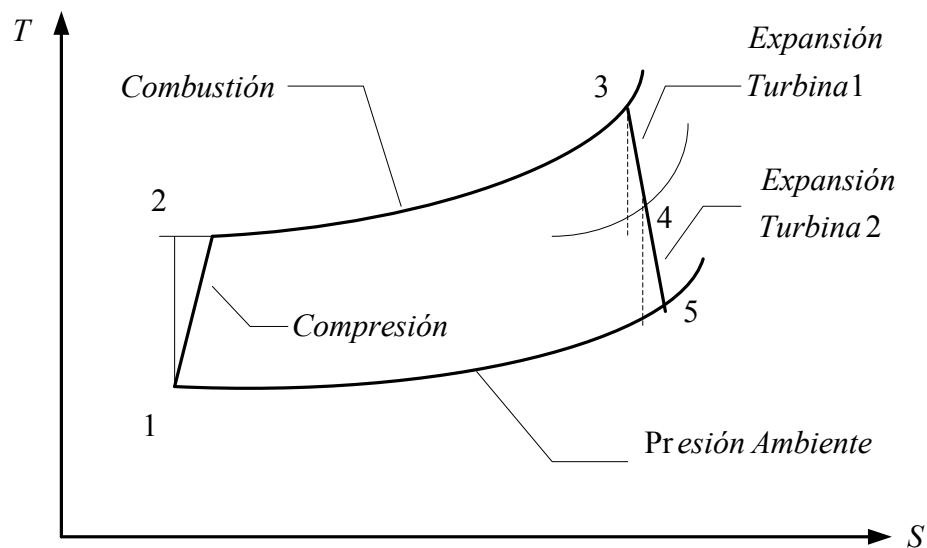
Además dispone de par de arranque en el segundo eje. Esto hace que su aplicación principal sea la propulsión.

El esquema de montaje se presenta a continuación.



**Figura 4. 6** Turbina a gas en montaje de eje doble.

El proceso termodinámico sobre el diagrama T-s en este caso es el siguiente.



**Figura 4. 7** Ciclo simple de una turbina a gas de eje doble

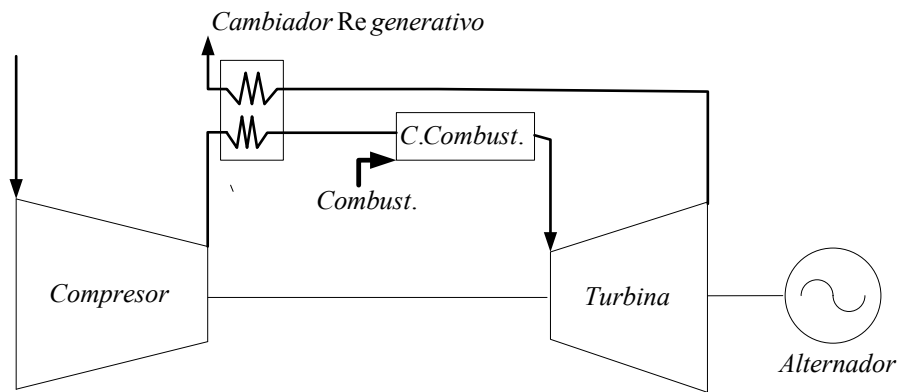
#### 4.2.1.2.3 Ciclo regenerativo

El último montaje que merece la pena comentar es el ciclo regenerativo. El objetivo de este tipo de ciclo es aprovechar el calor que llevan los gases de



escape de la turbina. Para ello se dispone de un cambiador de calor que cede el calor de estos gases a la corriente de aire procedente del compresor, calentándola previamente a la combustión. De este modo se vuelve a introducir el calor de los gases de escape al ciclo mejorando el rendimiento. Este tipo de montaje carece de interés en los ciclos combinados puesto que en el ciclo combinado lo que se pretende es aprovechar el calor de los gases de escape para producir vapor sobrecalentado.

El esquema de este tipo de montaje es como se indica a continuación.

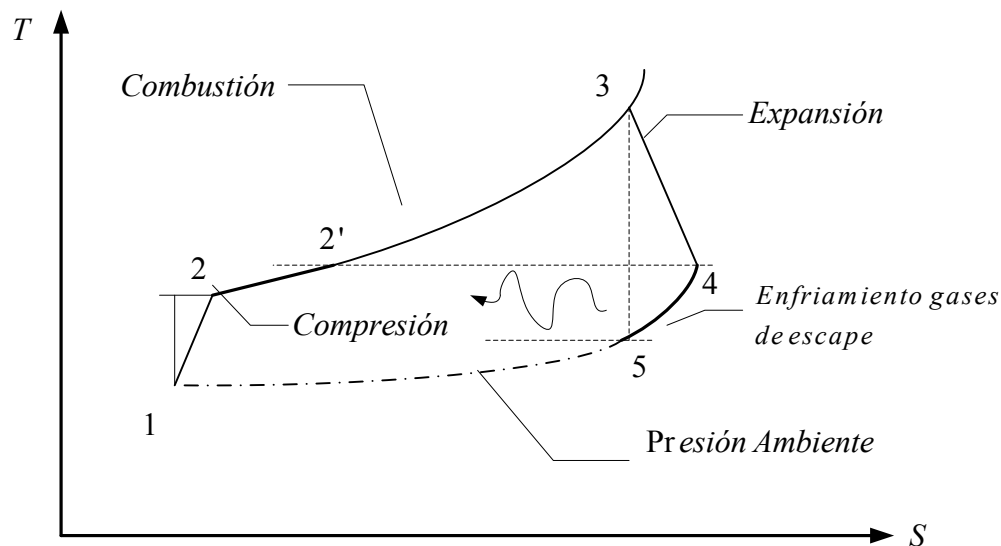


**Figura 4. 8** Turbina a gas en ciclo regenerativo

Este tipo de montaje es más utilizado para aplicaciones en automoción y propulsión que para producción de energía eléctrica.

El ciclo regenerativo tiene la ventaja de aumentar notablemente el rendimiento con respecto al ciclo simple puesto que se aprovecha el calor residual de escape para producir parte del calentamiento del aire antes de producir la combustión.

El esquema termodinámico de este tipo de montaje se muestra a continuación:

**Figura 4. 9** Ciclo regenerativo

#### 4.2.1.3 Caldera de recuperación de calor

La caldera de recuperación de calor es el nexo de unión entre los dos ciclos integrantes del ciclo combinado. Su papel es fundamental para el funcionamiento global del ciclo. El rendimiento final también depende en gran medida de la capacidad de extracción de calor de la caldera.

El objetivo de la caldera de recuperación de calor, como ya se ha indicado, es recuperar la máxima cantidad de calor de los humos procedentes de la turbina a gas y obtener vapor en unas condiciones tales que sean adecuadas para su introducción en la turbina a vapor.

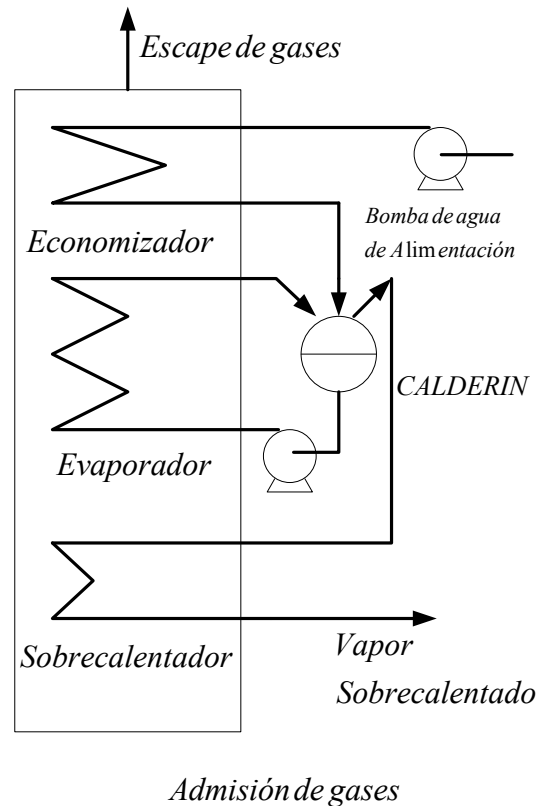
La caldera de recuperación de calor para ciclos combinados se lo realiza fundamentalmente a través del mecanismo de convección. Esta es una de las principales diferencias de este tipo de calderas con respecto a las convencionales, como las de carbón, en las que el mecanismo de radiación juega un papel importante.



La caldera de recuperación de calor para ciclo combinado consta fundamentalmente de los siguientes elementos.

- Economizador
- Evaporador
- Calderil
- Sobre-calentador

Estos elementos se disponen de forma esquemática del siguiente modo:



**Figura 4. 10**Caldera de recuperación de calor

El esquema representado corresponde al caso de una caldera de recuperación con un único nivel de presión para el vapor.



Como se puede observar en este esquema la caldera de recuperación es un cambiador de flujos en contracorriente. El agua subenfriada entra por la zona de escape de humos de caldera, de modo que estos puedan enfriarse. El elemento donde se extrae el calor residual de los humos es el economizador y precisamente se denomina así porque trata de aprovechar al máximo la corriente de gases.

En el economizador se eleva la temperatura del agua por debajo de la temperatura de saturación correspondiente a la presión de trabajo. Existe un margen mínimo de seguridad en cuanto a la temperatura que es capaz de suministrar este elemento, ya que no interesa que exista evaporación en el mismo.

Este margen de seguridad se debe a que a cargas parciales de la turbina a gas puede producirse evaporación en los tubos formando tapones vapor y pudiendo provocar la fusión de los mismos por una disminución del efecto de refrigeración que a su vez produce el flujo de agua. A la diferencia de temperatura entre la temperatura de saturación y la temperatura a la que el agua sale del economizador se la denomina Approach-Point.

El agua prácticamente en estado de saturación pasa al calderín que es un depósito cilíndrico en donde se produce la separación de fases líquida y gaseosa. La fase líquida se hace re-circular a través del evaporador por medio de una bomba de recirculación. En algunas calderas se produce una circulación natural, aunque esto es más frecuente en calderas convencionales.

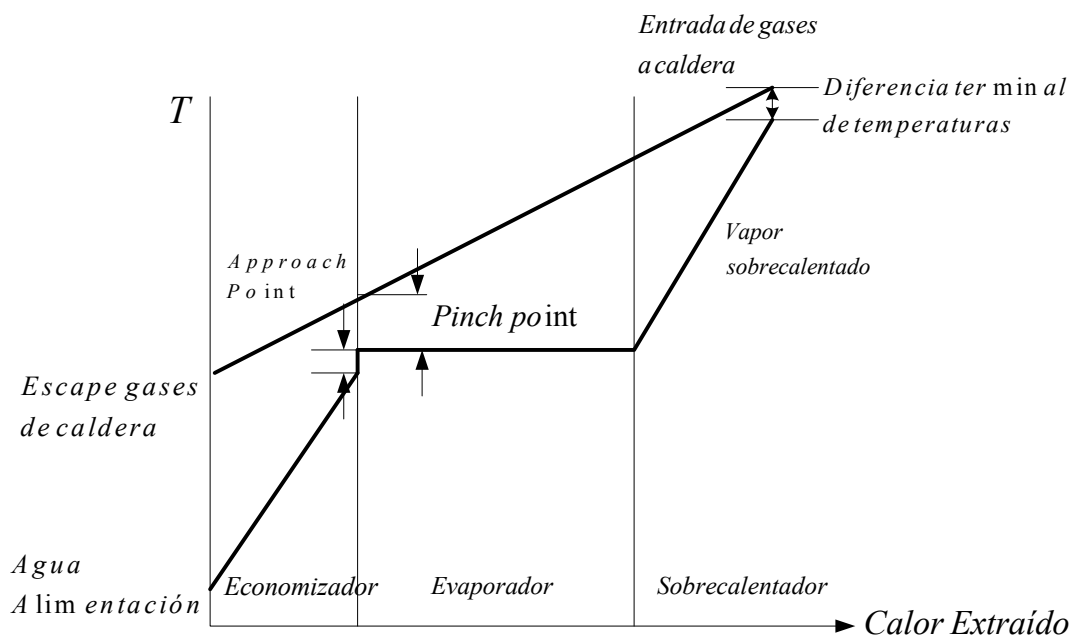
En el evaporador se produce la evaporación del agua y la mezcla bifásica resultante se vuelve a llevar al calderín. El vapor resultante, que es separado en el calderín, circula a través del sobre-calentador donde se acondiciona hasta una temperatura aceptable para la turbina a vapor.





El sobrecalentador lógicamente se ha de disponer justo a la entrada de la caldera (escape de la turbina a gas) puesto que es la zona de máxima temperatura de los humos.

El diagrama de la temperatura resultante para esta configuración de caldera es el que se representa a continuación.



**Figura 4. 11** Evolución de las temperaturas de los fluidos

Cuanto mayor sea la presión del agua mayor será la temperatura de saturación y por lo tanto dicha zona se encontrará más arriba en el diagrama. Por otro lado al aumentar la presión del sistema también disminuye el calor latente de evaporación por lo que la zona plana se estrecha llegando a ser nula en el caso de la presión crítica.

- Approach Point: como ya se ha comentado es un margen de seguridad de diseño para evitar que en el economizador se produzca evaporación. Esta



diferencia de temperatura no puede ser, sin embargo, muy elevada debido al gran choque térmico que recibiría en calderín.

- Pinch Point: se define como la diferencia de temperaturas más baja que existe entre los gases de escape y el agua en la zona del evaporador. Este parámetro es de importancia extrema en el diseño de calderas ya que cuanto menor sea esta diferencia de temperatura más cercana serán las evoluciones de temperatura de los dos fluidos y por tanto mejor será el rendimiento energético. Sin embargo disminuir esta diferencia en gran medida supone aumentar el área de intercambio de la caldera se ha de buscar un compromiso entre el área y la economía y esto viene dado por el pinchpoint.
- Diferencia terminal de temperatura: se define como la diferencia de temperaturas entre los gases de escape de la turbina a gas y la temperatura de vapor sobrecalentado. Es también un parámetro de diseño ya que los fabricantes de turbinas de vapor limitan la temperatura de vapor sobrecalentado por factores de los materiales de construcción.

#### **4.2.1.4 Ciclo de vapor**

El ciclo de vapor consta fundamentalmente de los siguientes elementos:

- Turbina a vapor
- Bombas
- Condensador
- Desgasificador
- Calentadores regenerativos

La turbina a vapor es el elemento más importante del ciclo de vapor, ya que es el foco de producción de potencia. Está compuesta por una serie de escalonamientos en los cuales se expande el vapor sobrecalentado produciendo un par que se emplea en arrastrar un generador eléctrico. El vapor se expande



hasta la presión que impone el condensador que es una presión menor que la atmosférica, generalmente en torno a 50 – 80 mbar, en función de la temperatura del agua de circulación de que se disponga.

La turbina a vapor gira acoplada a un generador eléctrico a una velocidad impuesta por este y que suele ser de 3600 rpm para un generador de un par de polos que genera corriente alterna a 60 Hz.

Las turbinas de vapor más típicas para ciclos de potencia son de condensación, de tipo axial, multi etapas y mixto (acción y reacción)

Las turbinas de vapor suelen constar de diversos cuerpos: de alta, de media y de baja presión, en función de la potencia y de la aplicación. El cuerpo de baja se suele construir en dos cuerpos contrapuestos, tipo mariposa de modo que se consigue por una parte reducir el área de escape y por otro lado se consigue contrarrestar los esfuerzos axiales producidos por el vapor en el eje.

Es frecuente encontrar turbinas con extracción de vapor a distintas presiones entre la presión de vapor vivo y la presión de condensación. Las extracciones de vapor se aplican para hacer regenerativo el ciclo. Y de esta manera mejorar la eficiencia térmica.

Se debe tener en cuenta que las turbinas de vapor para ciclos combinados pueden trabajar a carga parcial. Como ya se ha comentado, cuando la turbina a gas funciona a carga parcial la temperatura de escape de la turbina a gas disminuye frente a la de diseño. Esto hace que no se alcance una temperatura de vapor sobrecalentado de diseño.

El hecho de no alcanzar la temperatura de diseño en la admisión de la turbina tiene algunas consecuencias importantes como, por ejemplo, un aumento de la



humedad en el escape. Por eso es conveniente operar la turbina a vapor en presión deslizante para mantener el vapor en el escape.

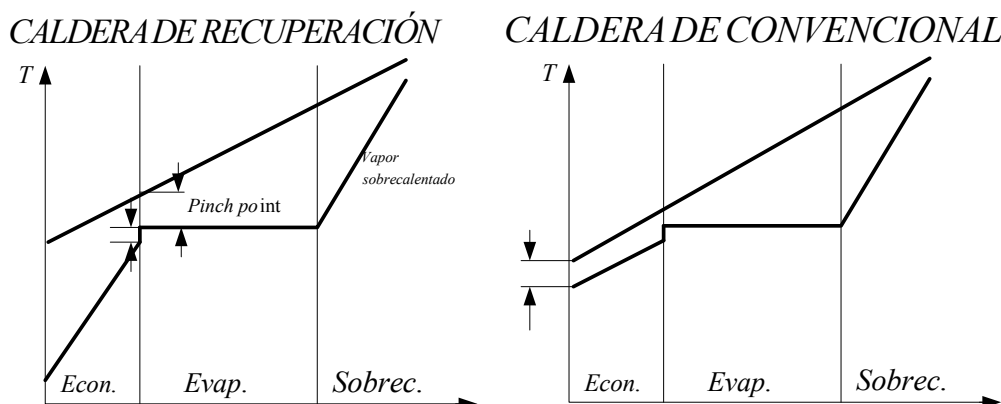
Esto hace que las turbinas de vapor para ciclos combinados deban tener especificaciones de diseño especiales. La misión de los calentadores es precalentar el agua antes de introducirlo a la caldera.

Para calentar el agua se utiliza el propio vapor extraído a distintas presiones de la turbina. De este modo se consigue hacer más regenerativo el ciclo. Los calentadores condensan el vapor de la extracción a costa del calentamiento del agua.

Los calentadores son imprescindibles en los ciclos de potencia convencionales, como las centrales de carbón y fuel oil. Sin embargo, en ciclos combinados hay que hacer algunas consideraciones importantes. En las plantas convencionales se consigue un mejor rendimiento global si se eleva la temperatura mediante calentamiento en varias etapas. En ciclos combinados la temperatura de agua de alimentación ha de ser lo más baja posible para enfriar los humos al máximo, siempre por encima del límite marcado por la condensación de ácidos o de agua. Hay dos razones básicas para esta diferencia entre los dos tipos de ciclos.

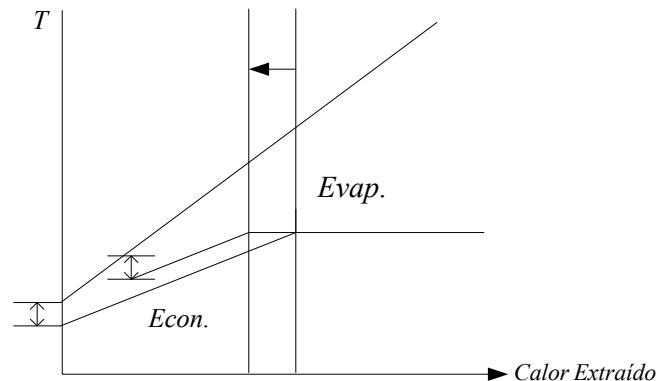
- Normalmente las centrales convencionales están dotadas de un precalentador de aire de tipo regenerativo que permite aprovechar parte del calor que se lleva la corriente de gases de escape. En los ciclos combinados no existe dicho elemento puesto que no interesa precalentar el aire antes de introducirlo en la turbina a gas y comprimirlo.
- En cualquier caso en las calderas de recuperación de calor el economizador es el que recibe la misión de recuperar el calor de la corriente de gases.
- La diferencia de temperatura mínima entre el agua y los gases de escape en el economizador de una caldera de recuperación de calor se da en la

parte más caliente del mismo y se denomina Pinch Point, como ya se ha indicado anteriormente. En las calderas de tipo convencional la mínima diferencia de temperatura se da en la parte más fría de la corriente de gases. La diferencia se esquematiza a continuación:



**Figura 4. 12** Evolución de las temperaturas de los fluidos

La distinción en la posición de la mínima diferencia de temperatura para ambas calderas tiene una repercusión importante. Para la caldera de recuperación de calor la cantidad de vapor que se puede introducir no depende de la temperatura del agua de alimentación. En el caso de la caldera convencional la cantidad de vapor producible si depende de la temperatura del agua de alimentación. Esto se puede entender observando en el siguiente diagrama:



**Figura 4. 13** Efecto de la temperatura del agua de alimentación

Como se puede observar, si en una caldera convencional se aumenta la temperatura de entrada del agua de alimentación, aun mantenida la diferencia de temperatura al final del economizador, la cantidad de calor disponible para la evaporación y el sobrecalentamiento del vapor aumenta significativamente, y en consecuencia, la cantidad de vapor producible aumenta.

#### 4.2.1.5 Parámetros operativos del ciclo combinado

Desde el punto de vista del diseño del ciclo combinado los parámetros más susceptibles de especificación son los que afectan a la recuperación del calor en la caldera de recuperación.

La definición de esos parámetros tiene como efecto el establecimiento de las propiedades del ciclo de vapor.

Los parámetros de mayor importancia desde el punto de vista termodinámico y operacional en un ciclo de vapor son las siguientes:

- Presión de vapor
- Temperatura de vapor sobrecalentado
- Presión de condensación



- Título de vapor a la salida de la turbina
- Pinch Point
- Approach Point

#### **4.2.1.5.1 Presión de vapor**

En un ciclo Rankine el rendimiento siempre aumenta si se incrementa la presión de vapor. Esto es debido básicamente a que al aumentar la presión también aumenta la temperatura de saturación y en consecuencia la temperatura media de absorción de calor es mayor. Sin embargo, aumentar la presión tiene un efecto negativo sobre la caldera de recuperación. Cuanto mayor sea la presión de operación peor es la recuperación de calor en la caldera.

#### **4.2.1.5.2 Temperatura de vapor**

El rendimiento del ciclo combinado siempre aumenta al aumentar la temperatura del vapor. El límite de temperatura esta impuesto por la resistencia mecánica de las alabes de la turbina. Una temperatura típica de vapor sobrecalentado es de 540 grados centígrados.

Al hablar del ciclo combinado fuera de diseño, la temperatura de vapor sobrecalentado viene influenciada en gran medida por el grado de carga de la turbina a gas, puesto que la temperatura de los humos de escape de la turbina es función de su grado de carga.

#### **4.2.1.5.3 Presión de condensación**

Uno de los parámetros operativos clave en la optimización del rendimiento de un ciclo de vapor es la presión de condensación. Cuanto menor sea la presión de condensación mejor es el rendimiento. Además el rendimiento es mucho más sensible a una pequeña variación en la presión de condensación que a una variación importante en la presión de vapor.



La presión de condensación es función de la temperatura y del caudal del agua de refrigeración de la que se disponga, además del rendimiento del condensador. Valores típicos para la presión de condensación son del orden de 50 a 100 mbar, dependiendo de las condiciones de refrigeración disponibles.

El hecho de disminuir mucho la presión de condensación tiene inconvenientes. El primero es que cuanto menor sea la presión mayor es el contenido en humedad en el escape.

Por otro lado, el tener unas condiciones casi de vacío en el interior de una serie de elementos hace que existan infiltraciones de aire que posteriormente hay que eliminar. Además, dadas unas condiciones ambientales de refrigeración disminuir mucho la presión de condensación supone ir a condensadores de gran tamaño, lo cual aumenta el costo.

#### **4.2.1.5.4 Título de vapor en el escape.**

El título de vapor que se tiene en el escape de la turbina a vapor es consecuencia inmediata de los otros parámetros operativos, principalmente temperatura y presión de vapor y presión de condensación. El título de vapor se debe mantener siempre por encima de ciertos valores para evitar problemas de erosión en los alabes de las últimas etapas de la turbina.

El título de vapor recomendado por los fabricantes de turbinas de vapor suele rondar el 85%.

#### **4.2.1.5.5 Pinch Point**

El Pinch Point se define como la mínima diferencia de temperatura entre los humos y el vapor dentro de la caldera. Es un parámetro importante en el diseño de calderas. Su valor influye en gran medida en el costo de la caldera puesto que representa en cierta medida la cantidad de área necesaria para el intercambio de





calor. Cuanto menor sea el valor deseado para el Pinch Point más cercanos serán los diagramas de temperatura de los fluidos y por tanto mejor rendimiento en el intercambio de calor como ya se ha explicado en varias ocasiones. Sin embargo el costo de acercar los diagramas de temperatura se refleja en una caldera más voluminosa y por tanto más costosa.

El Pinch Point puede oscilar desde 5 a 20 grados centígrados, aunque puede estar en algunos casos fuera del rango.

#### **4.2.1.5.6 Approach Point**

El Approach Point se define como la diferencia entre la temperatura de saturación a la presión de trabajo y la temperatura del agua a la salida del economizador. Esta diferencia se elige por diseño para evitar la posible evaporación del agua en el economizador. Es importante que la diferencia no sea muy elevada para evitar fuertes choques térmicos en el calderín.

### **4.3 Determinación del costo de producción del kWh<sup>8</sup>**

El cálculo del costo de producción del kWh está descrito en el Capítulo 2, numeral 2.3.

En la Tabla 4.1 se presenta una tabla obtenida del Centro Nacional de Control de energía (CENACE) de los costos variables de producción de la central Termogas Machala con fecha Enero del 2013

---

<sup>8</sup> Lcdo. Carlos Calero Merizalde. Secretario del CONELEC. Regulación Nro. 003/03. Declaración Costos variables de Producción.



**Tabla 4. 1**Costos Variables de Producción Termogas Machala

EMPRESA	CELEC EP - MACHALA		
CENTRAL	CICLO COMBINADO		
UNIDAD			
MES	ene-13		
<b>GB Generación Bruta</b>			
	kWh		11,004,000,000
Ciclo Operativo	horas		44,016
Potencia Efectiva	kW		250,000
<b>CC Costos de combustible</b>			
	USD/kWh		0.034375
Precio combustible 1	USD/Btu		0.000002750
Consumo combustible 1	%		100.00
Precio combustible 2	USD/uv		
Consumo combustible 2	%		-
Rendimiento	BTU/kWh		12,500.0
Potencia (orden creciente)	MW		30.00
Poder Calorífico superior del Gas (HRG)	BTU/cf		1,017.16
<b>CTC Costos de transporte de combustible</b>			
	USD/kWh		-
Precio transporte combustible 1	USD/gal		
Precio transporte combustible 2	USD/gal		
<b>CLYO Costos de lubricantes, químicos y otros</b>			
	USD/kWh		0.000088
<u>Costo de lubricantes, químicos y otros</u>	USD		970,252.00
<b>CAP Costos del agua potable</b>			
	USD/kWh		0.0000013
Precio agua potable	USD/m3		1.200
Consumo agua potable	m3		30,000.00
<b>CM Costos de mantenimiento</b>			
	USD/kWh		0.0034860
<u>Valor de repuestos</u>	USD		12,000,000.00
<u>Valor de otros insumos</u>	USD		2,000,000.00
<u>Valor mano de obra adicional</u>	USD		24,360,000.00
<b>CVIAM Control de impacto ambiental</b>			
	USD/kWh		0.000011
Costo de control de impacto ambiental	USD		122,556.00
<b>CEE Costos de energía eléctrica para SS.AA.</b>			
	USD/kWh		0.000728
Consumo de energía para SS.AA.	kWh		206,940,014
<b>CVP Costo Variable de Producción</b>			
	USD/kWh		0.038689



## CAPÍTULO V

### PROYECTO TERMOGAS MACHALA

#### 5.1 Introducción

A finales del año 2009, el sistema eléctrico ecuatoriano presentaba un requerimiento de capacidad adicional de generación del orden de 800 MW, para alcanzar niveles de reserva adecuados, que permitan el abastecimiento normal y autónomo de la demanda de energía que ha crecido a una tasa promedio del 5.5% durante la última década.

Hasta entonces, el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del país se venía realizando en alto porcentaje con un parque generador térmico costoso, ineficiente e inseguro, complementando con la importación de energía desde Colombia.

La central eléctrica Termogas Machala, funciona con el gas que se extrae del Golfo de Guayaquil. La planta hasta inicios del 2011 generaba más de 130 MW de energía que los entrega al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y luego se distribuye a los consumidores finales.

En julio de 1996 la empresa EnergyDevelopmentCorporation (EDC) firmó un contrato para la explotación y exploración del gas del Golfo de Guayaquil. El campo gasífero denominado Amistad, que se encuentra ubicado al frente a las costas de Machala, fue descubierto en enero de 1970, por la compañía de petróleo ADA, con la perforación del primer pozo en el lugar

Por lo que fue necesaria la incorporación inmediata de nuevos recursos de generación térmica, operada con diesel, que se concretó a través de la compra de 140 MW en 7 turbinas a gas TM2500 General Electric, y el arrendamiento



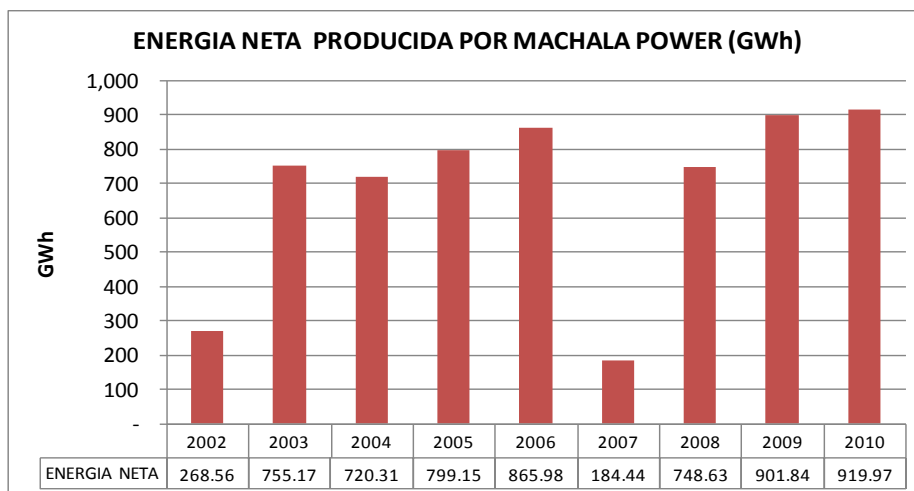
temporal de 205 MW en motores de combustión interna con las empresas APR y Energy International.

A partir del 27 de mayo de 2011, la Central Termogas Machala pasó a ser operada por la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP.

En la actualidad la Central Termogas Machala, con sus dos unidades GE tipo Frame modelo 6FA y luego de haber traslado y puesto en servicio seis unidades GE aeroderivadas modelo TM2500, representa un significativo aporte energético para el país con sus 250 MW de generación instalada, que permite aprovechar el principal yacimiento de gas natural del país, con las consecuentes ventajas técnicas, económicas y ambientales.

Se plantea la posibilidad de potenciar el uso de gas natural del golfo de manera coordinada con EP PETROECUADOR ahora PETROAMAZONAS, actual operador del campo Amistad. Técnicamente, la optimización del uso del recurso es posible mediante la complementación de un ciclo combinado que permite alcanzar los más altos niveles de eficiencia.

La central Termogas Machala, con capacidad de 132 MW, inició su operación el año 2002 para abastecer de generación eléctrica al Sistema Nacional Interconectado (SNI). La producción de energía desde agosto de 2002 hasta noviembre 2010 totalizó 6.164 GWh, como se indica en la siguiente figura.



**Figura 5. 1** Histograma producción de energía Central Machala Power

La concepción original de la planta consideraba la implementación del proyecto en tres etapas cuya finalización significaba la disponibilidad de tres turbinas a gas, configurando un ciclo combinado que optimiza el uso de gas natural del Campo Amistad.

En este contexto, y dadas las necesidades energéticas del país, resulta prioritario optimizar el uso de los recursos disponibles con la finalidad de disminuir los costos operativos del SIN, apoyando al mejoramiento de las condiciones de vida de la población en su conjunto.

## 5.2 Ubicación

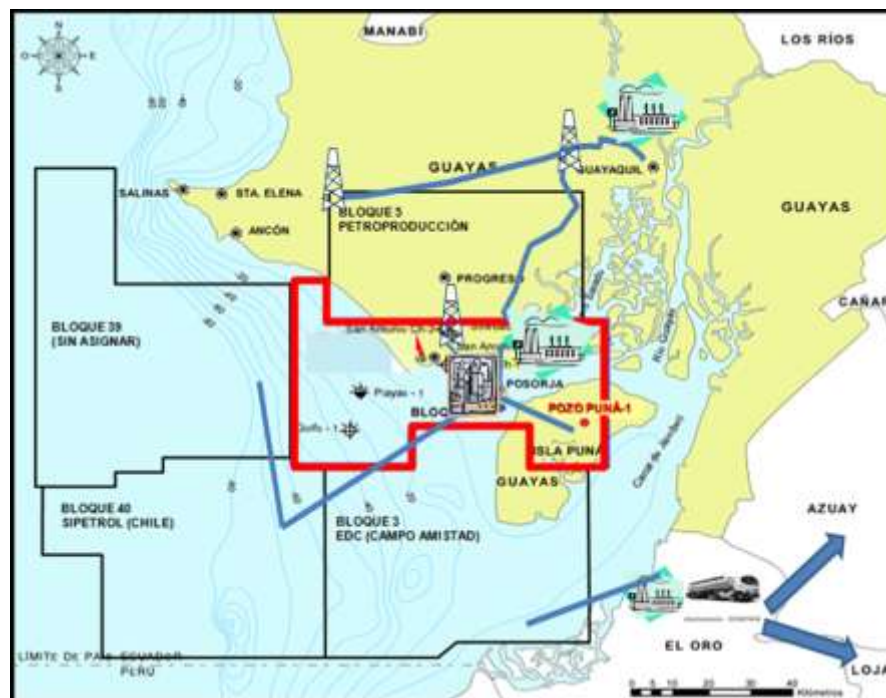
La central de generación Termogas Machala se encuentra ubicada en el Sector Bajo Alto parroquia Tendales Cantón el Guabo Provincia del Oro como se indica en la Figura 5.2, con coordenadas geográficas de la planta que son:  $3^{\circ}06'58'85''S, 79^{\circ}06'52'46.01''W$  a 4 metros sobre el nivel del mar, con acceso desde la carretera nacional Guayaquil – Machala. En la Figura 5.3 se presenta un esquema de la ubicación de dicha central, en tanto en la Figura 5.4 se muestra una fotografía aérea de la central Termogas Machala en la que se indica el terreno



sobre el cual se ubicarán las nuevas instalaciones necesarias para completar el ciclo combinado.



**Figura 5. 2**Ubicación geográfica Central Termogas Machala



**Figura 5. 3**Ubicación geográfica Central Termogas Machala



**Figura 5. 4** Central Térmica a Gas Termogas Machala – sitio de ubicación instalaciones necesarias para cerrar ciclo combinado. (Fuente: Termogas Machala)

### 5.3 Datos Técnicos

#### 5.3.1 Configuración actual de la planta<sup>9</sup>

La potencia instalada actual instalada de la planta de generación Termogas Machala es de 130 MW a través de la operación de dos turbogeneradores los cuales operan en ciclo simple o abierto, tal como se indica en la Figura 5.5.

El modo de operación de la planta es carga base. Los generadores utilizan turbinas de gas general Electric tipo 6101FA, las cuales tienen una potencia

<sup>9</sup> Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP): Modificación de la planta de generación Termogas Machala de operación en ciclo simple a ciclo combinado [Consulta: 01 de diciembre de 2012]

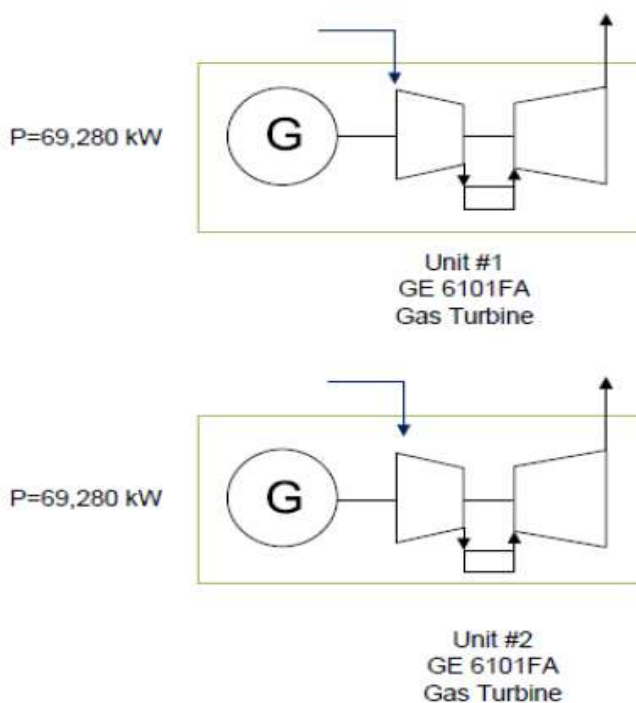




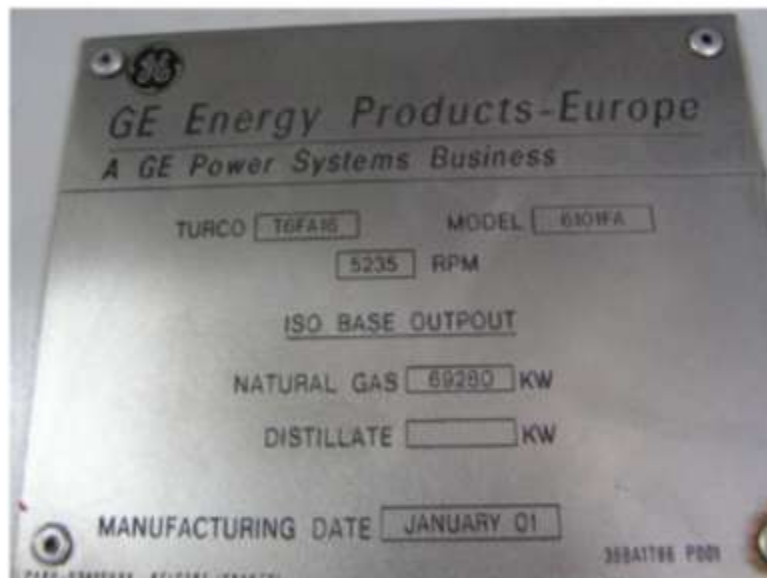
aproximadamente a condiciones ISO de 70 MW y son equipadas con combustores tipo DLN.

Los turbogeneradores existentes son denominados como Unidad 1 y Unidad 2. La Figura 5-6 muestra una fotografía de la placa de la Unidad #1. Adicionalmente, la Tabla 5-1 muestra la información de la placa junto con datos operativos típicos a condiciones ISO para la turbina 6FA.

La potencia generada por los turbogeneradores es transferida a una red de 138 kV por medio de transformadores individuales para cada unidad.



**Figura 5. 5** Configuración actual de la planta



**Figura 5. 6** Fotografía de la placa de la Unidad 1

**Tabla 5. 1** Información de la Placa y Condiciones ISO de la Turbina GE 6FA

Información		Turbina de Gas	
		SI	
Datos de Placa	OEM (Fabricante)	General Electric	N/A
	Modelo	6101FA	N/A
	Velocidad de Giro	5235	rpm
	Potencia de Salida	69280	kW
	Fecha de Fabricación	Jan-01	N/A
Condiciones ISO	Razón de Compresión	14.9	
	Flujo Másico de Aire	196	kg/seg
	Temperatura de Escape	597	°C
	Heat Rate	10530	KJ/kW-hr
	Eficiencia (LHV)	34.2	%

La Figura 5.7 muestra una fotografía aérea de la planta indicando sus principales componentes.



**Figura 5. 7**Fotografía de planta de generación Termogas Machala



**Figura 5. 8**Planta de generación Termogas Machala

### 5.3.2 Configuración del proyecto Termogas Machala Implementación del Ciclo Combinado en Termogas Machala

El proyecto Termogas Machala consta de fases, la FASE I y la FASE II, cada fase se ejecutará de manera paralela.



### **5.3.2.1 FASE I**

La FASE I de este PROYECTO considera la adquisición, instalación, y puesta en marcha de una turbina General Electric Frame 6FA (6101FA) con generador eléctrico.

Las condiciones de la turbina serán las siguientes:

- En condición de cero horas

La potencia generada por esta unidad será transmitida a través de una red de transmisión de 230 kV.

Esta FASE incluye todo equipo auxiliar requerido para la operación del turbogenerador incluyendo: sistema de entrada de aire, sistema eléctrico del paquete, sistema de lubricación, sistema de gas combustible, sistema de arranque, sistema de control de la unidad, sistema de salida de gases de escape, sistema de supresión de fuego. Adicionalmente, deberá ser considerado que la chimenea de escape será utilizada como chimenea del tipo “Bypass” para el ciclo combinado.

### **5.3.2.2 FASE II**

La FASE II de este PROYECTO considera la conversión de tres (3) turbinas de gas 6FA a operar en modo de Ciclo Combinado. Tal conversión deberá incluir el suministro de todo el equipo y el soporte requerido para la instalación, obras civiles, puesta en marcha y pruebas de aceptación en sitio.

Un ejemplo de configuración factible es mostrado en la Figura 5.9. La configuración final deberá incluir tres (3) turbinas de gas, tres (3) HRSG y una (1) turbina de vapor.



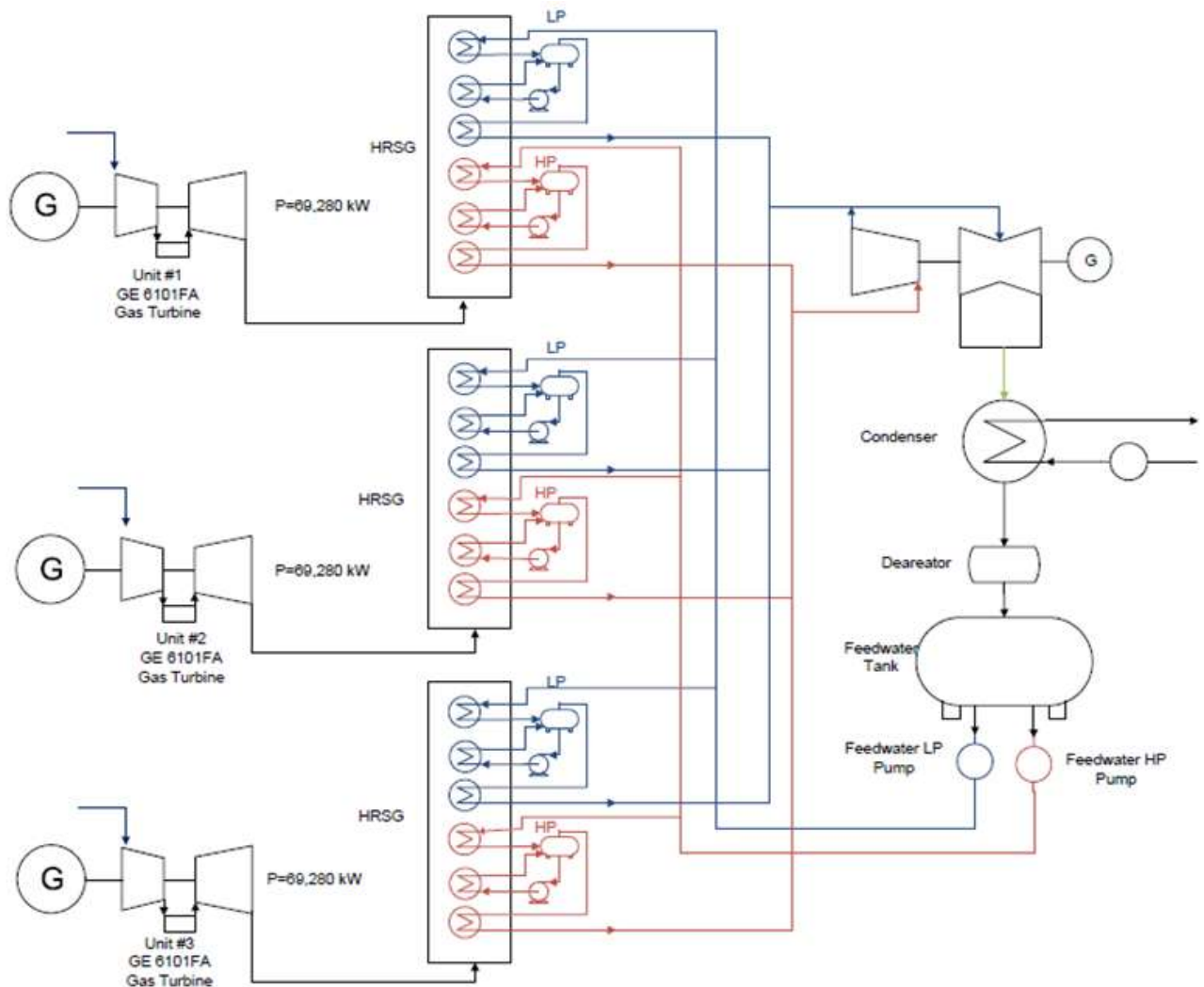
La eficiencia y potencia de salida neta de la planta deberán como **mínimo 53%** y 308,000 kW, respectivamente.

La planta deberá ser diseñada para una disponibilidad esperada de 86-93% y una confiabilidad de 95-98% en un periodo de 30 años. El modo de operación de la planta será carga base.

Las turbinas a gas serán ubicadas al exterior con encabinados a prueba de agua. La turbina de vapor deberá ser para uso interior (un edificio para la turbina de vapor deberá ser incluido en la propuesta). El combustible utilizado en las turbinas a gas es gas natural. La potencia generada por la turbina de vapor será de igual manera llevada a una línea de transmisión de 230 kV. Todo equipo eléctrico necesario incluyendo transformadores deberá ser incluido para llevar la generación a 230 kV.

Quemadores adicionales para los HRSGs no son requeridos, pero podrían ser considerados para los recuperadores de calor generadores de vapor (HRSG) si se cumplen ambos la potencia y eficiencia requeridas (disponibilidad del combustible deberá ser tomada en cuenta).

El proyecto deberá considerar la flexibilidad para que las turbinas de gas operen en modo simple o abierto. Por tanto, chimeneas del tipo "Bypass" serán requeridas para operación en ciclo simple. Modificación de las chimeneas existentes (2) será necesaria para convertirlas a tipo "Bypass". Todo el equipo requerido para los sistema de condensado, agua de alimentación y de vapor deberán ser incluidos. Adicionalmente, el sistema de enfriamiento del condensador deberá ser basado en la disponibilidad del agua y un estudio de factibilidad del sistema de enfriamiento propuesto y sistema de agua de reposición (considerando las condiciones en sitio).



**Figura 5. 9** Configuración del ciclo combinado de la planta de generación Termogas Machala

### 5.3.2.3 Modo y filosofía de operación

El diseño de la planta deberá considerar que esta operará continuamente desde el máximo de potencia hasta un mínimo del 50% de carga. La flexibilidad del sistema deberá permitir que los modos de operación incluidos en la Tabla 5-2 o cualquier combinación para cada modo sean factibles.



**Tabla 5-2** Modos de Operación Esperados para la Planta de Generación Termogás Machala

Modo	Turbina de Gas #1			Turbina de Gas #2			Turbina de Gas #3			Turbina de Vapor
	Operando	Modo	Escape	Operando	Modo	Escape	Operando	Modo	Escape	Operando
1	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si
2	Si	Ciclo Simple	Bypass	Si	Ciclo Simple	Bypass	Si	Ciclo Simple	Bypass	No
3	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si	Ciclo Simple	Bypass	Si
4	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si	Ciclo Combinado	HSRG	No			Si
5	Si	Ciclo Simple	Bypass	Si	Ciclo Simple	Bypass	No			No
6	Si	Ciclo Combinado	HSRG	Si	Ciclo Simple	Bypass	No			Si
7	Si	Ciclo Combinado	HSRG	No			No			Si
8	Si	Ciclo Simple	Bypass	No			No			No

En la **Figura 5.10** se muestra una de las pantallas donde se puede ver el funcionamiento del sistema de control de la planta, con el que se controla todo proceso de forma automática.

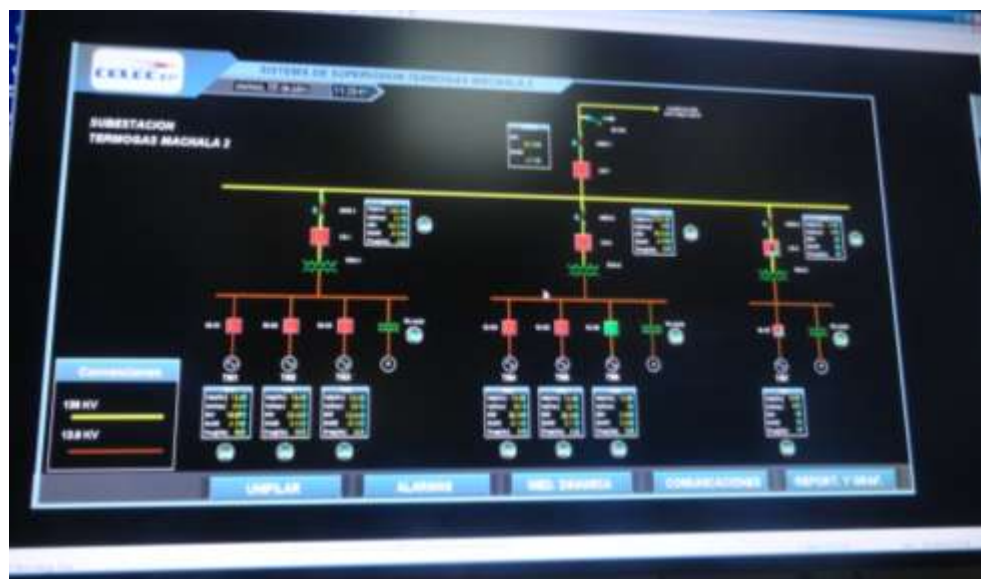




**Figura 5.10** Pantalla del Sistema de Control automático de la central Termogas Machala

A continuación se presenta el diagrama unifilar en una pantalla HMI de la central Termogas Machala.





**Figura 5.11** Diagrama Unifilar Termogas Machala



## CAPÍTULO VI

### ANÁLISIS ECONÓMICO Y AMBIENTAL

#### 6.1 INTRODUCCIÓN.

Para el desarrollo del análisis económico tenemos que considerar la envergadura del proyecto del cambio a un sistema de ciclo combinado, esto es el “ALCANCE DE LA FASE II DEL PROYECTO”, el mismo que comprenderá, la Ingeniería de diseño y de detalle, obras civiles, provisión del equipamiento necesario para cerrar el ciclo en las tres turbinas de gas, tales como: recuperadores de calor, turbina de vapor, condensador, generador eléctrico, transformador de elevación y auxiliares, equipos auxiliares, y lo necesario para la puesta en operación comercial de una central de ciclo combinado ( configuración 3-3-1) de generación de energía eléctrica y la evacuación de energía hasta la subestación indicada.

Se debe acotar que el proyecto incluye la ampliación de la Subestación San Idelfonso.

La ampliación corresponde a la construcción de una subestación a nivel de 230 kV y contempla el suministro de:

- Nueve ( 9) bahías de línea a 230 Kv
- Una (1) bahía para transformador 230 / 138kV.
- Una (1) bahía para transformador 230 / 69 kV.
- Una (1) bahía para acoplador de barra.
- Una (1) bahía de línea para 138 kV.
- Una (1) bahía de transformador 138 / 230 Kv
- Línea de transmisión a 230 kV. Se construirá una línea de doble circuito aislada a 230 kV, desde la subestación de la Central Termogas Machala hasta la Subestación San Idelfonso.



**Figura 6. 1**Subestación Termogas Machala

A más de lo mencionado anteriormente cabe recordar que la producción energética de la Central Termogas Machala la determina el despacho económico de generación desarrollado por el Operador del Sistema (CENACE), el mismo que toma en consideración los costos variables de producción de los generadores.

Basados en que los costos variables son altamente competitivos en función del precio de gas utilizado y del incremento en la eficiencia térmica al operar en ciclo combinado, se establece una operación prácticamente continua, interrumpida únicamente durante los periodos de mantenimiento, por lo cual se tiene un **factor de planta** de alrededor del **75%**.

## **6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.**

Para la construcción de una instalación de estas características es necesario su diseño, además de un estudio técnico que garantice diversificar la matriz



energética del sector eléctrico ecuatoriano, optimizando el uso de recursos primarios de producción local, y debe estar respaldado por un estudio económico, que demuestre su conveniencia.

El uso del gas natural que se encuentra disponible en el país, permite mejorar la disponibilidad de generación térmica barata eficiente, lo que conlleva a obtener una manera rentable para reducir el riesgo de déficit energético y lo más importante reduciendo la contaminación.

El estudio económico se realiza mediante un análisis de costo beneficio, que consiste en una comparación entre la inversión inicial y el VAN<sup>10</sup> esperado durante la vida útil de la instalación.

El VAN o valor actual neto es la diferencia entre los n flujos de caja actualizados (n son los años de duración de la inversión) y la inversión inicial  $i_0$ :

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+C_c)^j} - i_0 \quad (6.1)$$

Donde:

$FC_j$  : Es el flujo de caja en el año j-ésimo.

$i_0$  : Inversión inicial.

$C_c$  : Es el costo del capital que está dado por la diferencia entre la tasa de interés estimada entre “i”, la tasas de inflación “f”.

Al obtener un valor positivo del VAN significa que los flujos de caja actualizados, proporcionan un retorno mayor que los costos de la inversión inicial, concluyendo

---

<sup>10</sup>VAN: **Valor Actual Neto**, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.



de esta manera que la instalación del sistema fotovoltaico es económicamente conveniente.

Caso contrario si el VAN tiene un valor negativo, la instalación no es conveniente.

Existe otro indicador económico que es la Tasa interna de retorno (TIR) el mismo que es el valor del coste del capital  $C_c$  para el que el VAN es nulo y representa la rentabilidad de la inversión. Si el TIR supera el valor de  $C_c$  tomado para el cálculo del VAN, la inversión evaluada será rentable.

En el caso de que la TIR resulte menor que el retorno  $R$  no se debe considerar dicha inversión.

Para calcular los ingresos derivados de la operación del ciclo combinado de la Central Termogas Machala, se consideró la normativa vigente del sector eléctrico, la misma que establece una remuneración de dicha generación basados en cargos variables, así como en fijos, los mismos que estarán en función de los costos reales de operación y mantenimiento, sumándole un costo de reposición de la inversión con una tasa de rentabilidad del 0%, de acuerdo a lo que establece anualmente el CONELEC en el “ANÁLISIS DE COSTOS PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS SUJETAS A REGULACIÓN DE PRECIOS”.

La metodología que se utiliza para el análisis económico es de “costos evitados”, la producción energética del ciclo combinado para el período 2013-2020, es el resultado de un proceso de simulación/optimización de la operación del sistema eléctrico ecuatoriano.

El cálculo de los indicadores económicos (TIRE y VANE) se lo realiza para un horizonte de 16 años, utilizando una tasa de descuento del 12%.



**Tabla 6. 1** Cronograma de Desembolsos proyecto térmico a gas de ciclo combinado.

FUENTE/MES	NOV 14	DIC 14	ENE 15	FEB 15	MAR 15	ABR 15	MAY 15	JUN 15	JUL 15	AUG 15	SEPT 15	OCT 15	NOV 15	DIC 15	ENE 16	FEB 16	MAR 16	ABR 16	MAY 16	JUN 16	JUL 16	AUG 16	SEPT 16	OCT 16	NOV 16	DIC 16	ENE 17	FEB 17	MAR 17	ABR 17	MAY 17	JUN 17	JUL 17	AUG 17	SEPT 17	OCT 17	NOV 17	DIC 17	ENE 18	FEB 18	MAR 18	ABR 18	MAY 18	JUN 18	JUL 18	AUG 18	SEPT 18	OCT 18	NOV 18	DIC 18	ENE 19	FEB 19	MAR 19	ABR 19	MAY 19	JUN 19	JUL 19	AUG 19	SEPT 19	OCT 19	NOV 19	DIC 19	ENE 20	FEB 20	MAR 20	ABR 20	MAY 20	JUN 20	JUL 20	AUG 20	SEPT 20	OCT 20	NOV 20	DIC 20	ENE 21	FEB 21	MAR 21	ABR 21	MAY 21	JUN 21	JUL 21	AUG 21	SEPT 21	OCT 21	NOV 21	DIC 21	ENE 22	FEB 22	MAR 22	ABR 22	MAY 22	JUN 22	JUL 22	AUG 22	SEPT 22	OCT 22	NOV 22	DIC 22	ENE 23	FEB 23	MAR 23	ABR 23	MAY 23	JUN 23	JUL 23	AUG 23	SEPT 23	OCT 23	NOV 23	DIC 23	ENE 24	FEB 24	MAR 24	ABR 24	MAY 24	JUN 24	JUL 24	AUG 24	SEPT 24	OCT 24	NOV 24	DIC 24	ENE 25	FEB 25	MAR 25	ABR 25	MAY 25	JUN 25	JUL 25	AUG 25	SEPT 25	OCT 25	NOV 25	DIC 25	ENE 26	FEB 26	MAR 26	ABR 26	MAY 26	JUN 26	JUL 26	AUG 26	SEPT 26	OCT 26	NOV 26	DIC 26	ENE 27	FEB 27	MAR 27	ABR 27	MAY 27	JUN 27	JUL 27	AUG 27	SEPT 27	OCT 27	NOV 27	DIC 27	ENE 28	FEB 28	MAR 28	ABR 28	MAY 28	JUN 28	JUL 28	AUG 28	SEPT 28	OCT 28	NOV 28	DIC 28	ENE 29	FEB 29	MAR 29	ABR 29	MAY 29	JUN 29	JUL 29	AUG 29	SEPT 29	OCT 29	NOV 29	DIC 29	ENE 30	FEB 30	MAR 30	ABR 30	MAY 30	JUN 30	JUL 30	AUG 30	SEPT 30	OCT 30	NOV 30	DIC 30	ENE 31	FEB 31	MAR 31	ABR 31	MAY 31	JUN 31	JUL 31	AUG 31	SEPT 31	OCT 31	NOV 31	DIC 31	ENE 32	FEB 32	MAR 32	ABR 32	MAY 32	JUN 32	JUL 32	AUG 32	SEPT 32	OCT 32	NOV 32	DIC 32	ENE 33	FEB 33	MAR 33	ABR 33	MAY 33	JUN 33	JUL 33	AUG 33	SEPT 33	OCT 33	NOV 33	DIC 33	ENE 34	FEB 34	MAR 34	ABR 34	MAY 34	JUN 34	JUL 34	AUG 34	SEPT 34	OCT 34	NOV 34	DIC 34	ENE 35	FEB 35	MAR 35	ABR 35	MAY 35	JUN 35	JUL 35	AUG 35	SEPT 35	OCT 35	NOV 35	DIC 35	ENE 36	FEB 36	MAR 36	ABR 36	MAY 36	JUN 36	JUL 36	AUG 36	SEPT 36	OCT 36	NOV 36	DIC 36	ENE 37	FEB 37	MAR 37	ABR 37	MAY 37	JUN 37	JUL 37	AUG 37	SEPT 37	OCT 37	NOV 37	DIC 37	ENE 38	FEB 38	MAR 38	ABR 38	MAY 38	JUN 38	JUL 38	AUG 38	SEPT 38	OCT 38	NOV 38	DIC 38	ENE 39	FEB 39	MAR 39	ABR 39	MAY 39	JUN 39	JUL 39	AUG 39	SEPT 39	OCT 39	NOV 39	DIC 39	ENE 40	FEB 40	MAR 40	ABR 40	MAY 40	JUN 40	JUL 40	AUG 40	SEPT 40	OCT 40	NOV 40	DIC 40	ENE 41	FEB 41	MAR 41	ABR 41	MAY 41	JUN 41	JUL 41	AUG 41	SEPT 41	OCT 41	NOV 41	DIC 41	ENE 42	FEB 42	MAR 42	ABR 42	MAY 42	JUN 42	JUL 42	AUG 42	SEPT 42	OCT 42	NOV 42	DIC 42	ENE 43	FEB 43	MAR 43	ABR 43	MAY 43	JUN 43	JUL 43	AUG 43	SEPT 43	OCT 43	NOV 43	DIC 43	ENE 44	FEB 44	MAR 44	ABR 44	MAY 44	JUN 44	JUL 44	AUG 44	SEPT 44	OCT 44	NOV 44	DIC 44	ENE 45	FEB 45	MAR 45	ABR 45	MAY 45	JUN 45	JUL 45	AUG 45	SEPT 45	OCT 45	NOV 45	DIC 45	ENE 46	FEB 46	MAR 46	ABR 46	MAY 46	JUN 46	JUL 46	AUG 46	SEPT 46	OCT 46	NOV 46	DIC 46	ENE 47	FEB 47	MAR 47	ABR 47	MAY 47	JUN 47	JUL 47	AUG 47	SEPT 47	OCT 47	NOV 47	DIC 47	ENE 48	FEB 48	MAR 48	ABR 48	MAY 48	JUN 48	JUL 48	AUG 48	SEPT 48	OCT 48	NOV 48	DIC 48	ENE 49	FEB 49	MAR 49	ABR 49	MAY 49	JUN 49	JUL 49	AUG 49	SEPT 49	OCT 49	NOV 49	DIC 49	ENE 50	FEB 50	MAR 50	ABR 50	MAY 50	JUN 50	JUL 50	AUG 50	SEPT 50	OCT 50	NOV 50	DIC 50	ENE 51	FEB 51	MAR 51	ABR 51	MAY 51	JUN 51	JUL 51	AUG 51	SEPT 51	OCT 51	NOV 51	DIC 51	ENE 52	FEB 52	MAR 52	ABR 52	MAY 52	JUN 52	JUL 52	AUG 52	SEPT 52	OCT 52	NOV 52	DIC 52	ENE 53	FEB 53	MAR 53	ABR 53	MAY 53	JUN 53	JUL 53	AUG 53	SEPT 53	OCT 53	NOV 53	DIC 53	ENE 54	FEB 54	MAR 54	ABR 54	MAY 54	JUN 54	JUL 54	AUG 54	SEPT 54	OCT 54	NOV 54	DIC 54	ENE 55	FEB 55	MAR 55	ABR 55	MAY 55	JUN 55	JUL 55	AUG 55	SEPT 55	OCT 55	NOV 55	DIC 55	ENE 56	FEB 56	MAR 56	ABR 56	MAY 56	JUN 56	JUL 56	AUG 56	SEPT 56	OCT 56	NOV 56	DIC 56	ENE 57	FEB 57	MAR 57	ABR 57	MAY 57	JUN 57	JUL 57	AUG 57	SEPT 57	OCT 57	NOV 57	DIC 57	ENE 58	FEB 58	MAR 58	ABR 58	MAY 58	JUN 58	JUL 58	AUG 58	SEPT 58	OCT 58	NOV 58	DIC 58	ENE 59	FEB 59	MAR 59	ABR 59	MAY 59	JUN 59	JUL 59	AUG 59	SEPT 59	OCT 59	NOV 59	DIC 59	ENE 60	FEB 60	MAR 60	ABR 60	MAY 60	JUN 60	JUL 60	AUG 60	SEPT 60	OCT 60	NOV 60	DIC 60	ENE 61	FEB 61	MAR 61	ABR 61	MAY 61	JUN 61	JUL 61	AUG 61	SEPT 61	OCT 61	NOV 61	DIC 61	ENE 62	FEB 62	MAR 62	ABR 62	MAY 62	JUN 62	JUL 62	AUG 62	SEPT 62	OCT 62	NOV 62	DIC 62	ENE 63	FEB 63	MAR 63	ABR 63	MAY 63	JUN 63	JUL 63	AUG 63	SEPT 63	OCT 63	NOV 63	DIC 63	ENE 64	FEB 64	MAR 64	ABR 64	MAY 64	JUN 64	JUL 64	AUG 64	SEPT 64	OCT 64	NOV 64	DIC 64	ENE 65	FEB 65	MAR 65	ABR 65	MAY 65	JUN 65	JUL 65	AUG 65	SEPT 65	OCT 65	NOV 65	DIC 65	ENE 66	FEB 66	MAR 66	ABR 66	MAY 66	JUN 66	JUL 66	AUG 66	SEPT 66	OCT 66	NOV 66	DIC 66	ENE 67	FEB 67	MAR 67	ABR 67	MAY 67	JUN 67	JUL 67	AUG 67	SEPT 67	OCT 67	NOV 67	DIC 67	ENE 68	FEB 68	MAR 68	ABR 68	MAY 68	JUN 68	JUL 68	AUG 68	SEPT 68	OCT 68	NOV 68	DIC 68	ENE 69	FEB 69	MAR 69	ABR 69	MAY 69	JUN 69	JUL 69	AUG 69	SEPT 69	OCT 69	NOV 69	DIC 69	ENE 70	FEB 70	MAR 70	ABR 70	MAY 70	JUN 70	JUL 70	AUG 70	SEPT 70	OCT 70	NOV 70	DIC 70	ENE 71	FEB 71	MAR 71	ABR 71	MAY 71	JUN 71	JUL 71	AUG 71	SEPT 71	OCT 71	NOV 71	DIC 71	ENE 72	FEB 72	MAR 72	ABR 72	MAY 72	JUN 72	JUL 72	AUG 72	SEPT 72	OCT 72	NOV 72	DIC 72	ENE 73	FEB 73	MAR 73	ABR 73	MAY 73	JUN 73	JUL 73	AUG 73	SEPT 73	OCT 73	NOV 73	DIC 73	ENE 74	FEB 74	MAR 74	ABR 74	MAY 74	JUN 74	JUL 74	AUG 74	SEPT 74	OCT 74	NOV 74	DIC 74	ENE 75	FEB 75	MAR 75	ABR 75	MAY 75	JUN 75	JUL 75	AUG 75	SEPT 75	OCT 75	NOV 75	DIC 75	ENE 76	FEB 76	MAR 76	ABR 76	MAY 76	JUN 76	JUL 76	AUG 76	SEPT 76	OCT 76	NOV 76	DIC 76	ENE 77	FEB 77	MAR 77	ABR 77	MAY 77	JUN 77	JUL 77	AUG 77	SEPT 77	OCT 77	NOV 77	DIC 77	ENE 78	FEB 78	MAR 78	ABR 78	MAY 78	JUN 78	JUL 78	AUG 78	SEPT 78	OCT 78	NOV 78	DIC 78	ENE 79	FEB 79	MAR 79	ABR 79	MAY 79	JUN 79	JUL 79	AUG 79	SEPT 79	OCT 79	NOV 79	DIC 79	ENE 80	FEB 80	MAR 80	ABR 80	MAY 80	JUN 80	JUL 80	AUG 80	SEPT 80	OCT 80	NOV 80	DIC 80	ENE 81	FEB 81	MAR 81	ABR 81	MAY 81	JUN 81	JUL 81	AUG 81	SEPT 81	OCT 81	NOV 81	DIC 81	ENE 82	FEB 82	MAR 82	ABR 82	MAY 82	JUN 82	JUL 82	AUG 82	SEPT 82	OCT 82	NOV 82	DIC 82	ENE 83	FEB 83	MAR 83	ABR 83	MAY 83	JUN 83	JUL 83	AUG 83	SEPT 83	OCT 83	NOV 83	DIC 83	ENE 84	FEB 84	MAR 84	ABR 84	MAY 84	JUN 84	JUL 84	AUG 84	SEPT 84	OCT 84	NOV 84	DIC 84	ENE 85	FEB 85	MAR 85	ABR 85	MAY 85	JUN 85	JUL 85	AUG 85	SEPT 85	OCT 85	NOV 85	DIC 85	ENE 86	FEB 86	MAR 86	ABR 86	MAY 86	JUN 86	JUL 86	AUG 86	SEPT 86	OCT 86	NOV 86	DIC 86	ENE 87	FEB 87	MAR 87	ABR 87	MAY 87	JUN 87	JUL 87	AUG 87	SEPT 87	OCT 87	NOV 87	DIC 87	ENE 88	FEB 88	MAR 88	ABR 88	MAY 88	JUN 88	JUL 88	AUG 88	SEPT 88	OCT 88	NOV 88	DIC 88	ENE 89	FEB 89	MAR 89	ABR 89	MAY 89	JUN 89	JUL 89	AUG 89	SEPT 89	OCT 89	NOV 89	DIC 89	ENE 90	FEB 90	MAR 90	ABR 90	MAY 90	JUN 90	JUL 90	AUG 90	SEPT 90	OCT 90	NOV 90	DIC 90	ENE 91	FEB 91	MAR 91	ABR 91	MAY 91	JUN 91	JUL 91	AUG 91	SEPT 91	OCT 91	NOV 91	DIC 91	ENE 92	FEB 92	MAR 92	ABR 92	MAY 92	JUN 92	JUL 92	AUG 92	SEPT 92	OCT 92	NOV 92	DIC 92	ENE 93	FEB 93	MAR 93	ABR 93	MAY 93	JUN 93	JUL 93	AUG 93	SEPT 93	OCT 93	NOV 93	DIC 93	ENE 94	FEB 94	MAR 94	ABR 94	MAY 94	JUN 94	JUL 94	AUG 94	SEPT 94	OCT 94	NOV 94	DIC 94	ENE 95	FEB 95	MAR 95	ABR 95	MAY 95	JUN 95	JUL 95	AUG 95	SEPT 95	OCT 95	NOV 95	DIC 95	ENE 96	FEB 96	MAR 96	ABR 96	MAY 96	JUN 96	JUL 96	AUG 96	SEPT 96	OCT 96	NOV 96	DIC 96	ENE 97	FEB 97	MAR 97	ABR 97	MAY 97	JUN 97	JUL 97	AUG 97	SEPT 97	OCT 97	NOV 97	DIC 97	ENE 98	FEB 98	MAR 98	ABR 98	MAY 98	JUN 98	JUL 98	AUG 98	SEPT 98	OCT 98	NOV 98	DIC 98	ENE 99	FEB 99	MAR 99	ABR 99	MAY 99	JUN 99	JUL 99	AUG 99	SEPT 99	OCT 99	NOV 99	DIC 99	ENE 100	FEB 100	MAR 100	ABR 100	MAY 100	JUN 100	JUL 100	AUG 100	SEPT 100	OCT 100	NOV 100	DIC 100	ENE 101	FEB 101	MAR 101	ABR 101	MAY 101	JUN 101	JUL 101	AUG 101	SEPT 101	OCT 101	NOV 101	DIC 101	ENE 102	FEB 102	MAR 102	ABR 102	MAY 102	JUN 102	JUL 102	AUG 102	SEPT 102	OCT 102	NOV 102	DIC 102	ENE 103	FEB 103	MAR 103	ABR 103	MAY 103	JUN 103	JUL 103	AUG 103	SEPT 103	OCT 103	NOV 103	DIC 103	ENE 104	FEB 104	MAR 104	ABR 104	MAY 104	JUN 104	JUL 104	AUG 104	SEPT 104	OCT 104	NOV 104	DIC 104	ENE 105	FEB 105	MAR 105	ABR 105	MAY 105	JUN 105	JUL 105	AUG 105	SEPT 105	OCT 105	NOV 105	DIC 105	ENE 106	FEB 106	MAR 106	ABR 106	MAY 106	JUN 106	JUL 106	AUG 106	SEPT 106	OCT 106	NOV 106	DIC 106	ENE 107	FEB 107	MAR 107	ABR 107	MAY 107	JUN 107	JUL 107	AUG 107	SEPT 107	OCT 107	NOV 107	DIC 107	ENE 108	FEB 108	MAR 108	ABR 108	MAY 108	JUN 108	JUL 108	AUG 108	SEPT 108	OCT 108	NOV 108	DIC 108	ENE 109	FEB 109	MAR 109	ABR 109	MAY 109	JUN 109	JUL 109	AUG 109	SEPT 109	OCT 109	NOV 109	DIC 109	ENE 110	FEB 110	MAR 110	ABR 110	MAY 110	JUN 110	JUL 110	AUG 110	SEPT 110	OCT 110	NOV 110	DIC 110	ENE 111	FEB 111	MAR 111	ABR 111	MAY 111	JUN 111	JUL 111	AUG 111	SEPT 111	OCT 111	NOV 111	DIC 111	ENE 112	FEB 112	MAR 112	ABR 112	MAY 112	JUN 112	JUL 112	AUG 112	SEPT 112	OCT 112	NOV 112	DIC 112	ENE 113	FEB 113	MAR 113	ABR 113	MAY 113	JUN 113	JUL 113	AUG 113	SEPT 113	OCT 113	NOV 113	DIC 113	ENE 114	FEB 114	MAR 114	ABR 114	MAY 114	JUN 114	JUL 114	AUG 114	SEPT 114	OCT 114	NOV 114	DIC 114	ENE 115	FEB 115	MAR 115	ABR 115	MAY 115	JUN 115	JUL 115	AUG 115	SEPT 115	OCT 115	NOV 115	DIC 115	ENE 116	FEB 116	MAR 116	ABR 116	MAY 116	JUN 116	JUL 116	AUG 116	SEPT 116	OCT 116	NOV 116	DIC 116	ENE 117	FEB 117	MAR 117	ABR 117	MAY 117	JUN 117	JUL 117	AUG 117	SEPT 117	OCT 117	NOV 117	DIC 117	ENE 118	FEB 118	MAR 118	ABR 118	MAY 118	JUN 118	JUL 118	AUG 118	SEPT 118	OCT 118	NOV 118	DIC 118	ENE 119	FEB 119	MAR 119	ABR 119	MAY 119	JUN 119	JUL 119	AUG 119	SEPT 119	OCT 119	NOV 119	DIC 119	ENE 120	FEB 120	MAR 120	ABR 120	MAY 120	JUN 120	JUL 120	AUG 120	SEPT 120	OCT 120	NOV 120	DIC 120	ENE 121	FEB 121	MAR 121	ABR 121	MAY 121	JUN 121	JUL 121	AUG 121	SEPT 121	OCT 121	NOV
------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------	--------	--------	--------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	----------	---------	-----



Tabla 6. 3Tabla de análisis de proyecto de cierre de ciclo combinado.

ANALISIS PROYECTO DE CIERRE DE CICLO COMBINADO EN LA CENTRAL TÉRMICA A GAS MACHALA (187 MW ADICIONALES)																		
Inversión:		#####			Costo Variable \$/MWh		22.96											
T. Descuento:		12.00%			O&M (Fijo):		4%		Inversión									
Inflación:		0%							da Útil (años)		20							
Período	AÑOS	Inversion	EGRESOS (US\$)				Prod. GWh	INGRESOS (US\$)					FLUJOS NETOS (US\$)	APORTES MINISTERIO DE FINANZAS (US\$)		Ahorros en costos variables	Incrementos en costos fijos	Flujos Economicos
			O&M Fijo y Variable	Intereses	Capital	TOTAL		Cargo Fijo (AO&M)	Cargo Fijo por Reposición	Cargo Variable	Reconocimien to Servicio Deuda	TOTAL		Contraparte Crédito	TOTAL			
1	2013	80,500,000	0	1,624,028	0	1,624,028		0	0	0		0	-1,624,028	34,454,085	34,454,085			-34,454,085
2	2014	92,000,000	8,097,546	6,496,111		14,593,657	155	2,300,000	2,875,000	5,797,546	6,496,111	17,468,657	2,875,000		0	4,479,000	2,300,000	-4,317,111
3	2015	57,500,000	33,284,145	10,962,187	0	44,246,333	795	9,200,000	11,500,000	24,084,145	10,962,187	55,746,333	11,500,000		0	85,485,000	9,200,000	65,322,813
4	2016		39,123,261	17,383,480	17,749,074	74,255,815	1,303	9,200,000	11,500,000	29,923,261	35,132,555	85,755,815	11,500,000		0	107,474,000	9,200,000	63,141,446
5	2017		38,597,745	12,132,261	17,749,074	68,479,080	1,280	9,200,000	11,500,000	29,397,745	29,881,335	79,979,080	11,500,000		0	83,190,000	9,200,000	44,108,665
6	2018		38,376,974	10,931,893	17,749,074	67,057,941	1,271	9,200,000	11,500,000	29,176,974	28,680,967	78,557,941	11,500,000		0	58,079,000	9,200,000	20,198,033
7	2019		39,679,929	9,731,524	17,749,074	67,160,527	1,328	9,200,000	11,500,000	30,479,929	27,480,599	78,660,527	11,500,000		0	80,969,000	9,200,000	44,288,401
8	2020		40,756,695	8,531,156	17,749,074	67,036,925	1,374	9,200,000	11,500,000	31,556,695	26,280,230	78,536,925	11,500,000		0	110,005,000	9,200,000	74,524,770
9	2021		40,917,871	7,330,787	17,749,074	65,997,733	1,381	9,200,000	11,500,000	31,717,871	25,079,862	77,497,733	11,500,000		0	148,797,000	9,200,000	114,517,138
10	2022		38,997,300	6,130,419	17,749,074	62,876,793	1,298	9,200,000	11,500,000	29,797,300	23,879,493	74,376,793	11,500,000		0	87,432,000	9,200,000	54,352,507
11	2023		40,160,749	4,930,051	17,749,074	62,839,874	1,348	9,200,000	11,500,000	30,960,749	22,679,125	74,339,874	11,500,000		0	98,776,000	9,200,000	66,896,875
12	2024		39,361,639	3,729,682	17,749,074	60,840,396	1,314	9,200,000	11,500,000	30,161,639	21,478,757	72,340,396	11,500,000		0	95,379,000	9,200,000	64,700,243
13	2025		39,679,929	2,529,314	17,749,074	59,958,317	1,328	9,200,000	11,500,000	30,479,929	20,278,388	71,458,317	11,500,000		0	103,886,000	9,200,000	74,407,612
14	2026		40,802,745	1,328,946	17,749,074	59,880,765	1,376	9,200,000	11,500,000	31,602,745	19,078,020	71,380,765	11,500,000		0	144,549,000	9,200,000	116,270,980
15	2027		41,559,867			41,559,867	1,409	9,200,000	11,500,000	32,359,867	0	53,059,867	11,500,000		0	163,263,000	9,200,000	154,063,000
16	2028		41,559,867			41,559,867	1,409	9,200,000	11,500,000	32,359,867	0	53,059,867	11,500,000		0	163,263,000	9,200,000	154,063,000
17	2029		41,559,867			41,559,867	1,409	9,200,000	11,500,000	32,359,867	0	53,059,867	11,500,000		0	163,263,000	9,200,000	154,063,000
18	2030		41,559,867			41,559,867	1,409	9,200,000	11,500,000	32,359,867	0	53,059,867	11,500,000		0	163,263,000	9,200,000	154,063,000
19	2031		41,559,867			41,559,867	1,409	9,200,000	11,500,000	32,359,867	0	53,059,867	11,500,000		0	163,263,000	9,200,000	154,063,000
20	2032		41,559,867			41,559,867	1,409	9,200,000	11,500,000	32,359,867	0	53,059,867	11,500,000		0	163,263,000	9,200,000	154,063,000
21	2033		41,559,867			41,559,867	1,409	9,200,000	11,500,000	32,359,867	0	53,059,867	11,500,000		0	163,263,000	9,200,000	154,063,000
22	2034		31,169,901			31,169,901	1,057	6,900,000	8,625,000	24,269,901	0	39,794,901	8,625,000		0	163,263,000	6,900,000	156,363,000
TOT.		230,000,000	799,925,500	103,771,840	195,239,818	1,098,937,157	26,474	184,000,000	230,000,000	615,925,500	297,387,630	1,327,313,130	228,375,972	34,454,085	34,454,085	2,514,604,000	184,000,000	1,998,762,285
																		TIRE
																		86%
																		YANE
																		481,692,923



Es así que si tenemos una tasa planteada del 7,5% de interés anual, mediante amortizaciones del crédito del 2013 al 2029 con respectivos ahorros anuales por el beneficio en costo de producción del ciclo combinado.

Por lo que la ejecución de este proyecto demuestra una viabilidad alta, a más de realizar un aprovechamiento del recurso gas natural teniendo además la disposición para con el país de ofrecer energía más barata y de un menor impacto ambiental, comparado con la utilización de combustibles fósiles líquidos.

Los costos variables de la central operando en ciclo abierto, que corresponden básicamente a los costos del combustible, se tiene un estimado de 3.751 cUS\$/kWh, teniendo en cuenta el precio de la compra del gas reportado actualmente por la Central Termogas Machala, por lo que al realizarse el ciclo combinado y a partir del año 2015 esta central pasará a ser de 2.296 cUS\$/kWh.

Para el análisis se considera una inversión total de US\$ 241.228.883,47 a realizarse entre los años 2012 y 2015. Se establece que un 65% de la inversión es cubierta a través de un crédito cuya tasa de interés es del 7,5% con un periodo de pago de 15 años y tres años de gracia para el principal.

Este proyecto no busca rentabilidad financiera, sino que se trata de un proyecto de carácter social que presta un servicio básico a la población, fundamentándose en la normatividad del sector eléctrico, que establece que los costos de operación de los generadores de propiedad estatal, tanto fijos como variables, se compensan exactamente con los ingresos, sin ningún margen de rentabilidad.

Para el cálculo de los indicadores económicos se ha considerado un periodo de 16 años de operación a partir del año 2014.





Los egresos, ingresos y flujos netos por los diferentes conceptos se presentan en la **Tabla 6.3**, en la que se puede apreciar que los indicadores económicos obtenidos son los siguientes:

VANE: US\$ 481.692.923

TIRE: 86%

En la **Tabla 6.3** se puede evidenciar que el flujo neto del proyecto, considerando la normativa vigente del sector eléctrico, es negativo si se comparan los ingresos operacionales totales con los costos totales del proyecto. Este particular evidencia la necesidad de que sea el Gobierno Central a través del Ministerio de Finanzas quien asuma los costos financieros y de inversión acorde a lo establecido en el Mandato 15.

Los **costes de operación y mantenimiento (O&M)**, por otro lado, no se consideran generalmente costes variables. La plantilla de la instalación gana un sueldo más unos beneficios que son fijos. Las horas extras debidas al incremento de producción son una contribución extremadamente pequeña a los costes variables; tan pequeña que no se suele considerar. Un incremento en la operación de la planta, a menos que sea mucho mayor de lo habitual no altera la rutina y los intervalos usuales de mantenimiento. Finalmente, muchos costes a asociados a la instalación, como seguros o impuestos sobre la propiedad son fijos y cambian sólo con variables fuera del control de la planta. Ambos costes generalmente crecen anualmente con la tasa de inflación.

Un funcionamiento cíclico de la planta de desde plena carga a niveles más bajos aumenta el desgaste y la rotura de los componentes de la instalación. Aunque el dinero gastado en mano de obra y materiales para operar y mantener la planta no cambia al mismo tiempo que sucede el ciclo, el incremento del desgaste y rotura puede incrementar la frecuencia del mantenimiento futuro, y por lo tanto, provocando un incremento en los costes medios de O&M. De esta forma, los costes de O&M no suelen incrementarse con cada nuevo kWh generado por la planta.



Aunque pueda parecer un punto menor, es financieramente crucial que las personas que toman decisiones sobre el precio a corto plazo entiendan este concepto. La implicación financiera es que aumentar la producción de la planta en un 10% cuando ya está funcionando no incrementa los costes de O&M significativamente. De esta forma, la compañía eléctrica puede maximizar el beneficio aceptando un precio menor para un kWh incremental ya que el precio siempre que este precio cubra los costes de combustibles y créditos de contaminación. En realidad, una gran parte del ingreso incremental que la compañía eléctrica proveniente de ese aumento del 10% en la producción será directamente beneficio de la planta si el coste de combustible y de créditos de contaminación por kWhespequeño en comparación con el precio de mercado que la compañía obtiene por ese kWh adicional.

Una compañía tiene **costes de capital** (es decir, depreciación y costes financieros de la construcción de la planta) con el paso del tiempo. Si la planta produce un kWh o un millón de kWh no tiene ningún efecto en la cantidad de depreciación o en el coste de los intereses incurridos. Por ello, los costes de capital son costes fijos.

Por lo tanto, los costes de combustible y los créditos de contaminación son costes variables, mientras que los costes de O&M y los costes de capital son costes fijos.

En el marco del análisis económico se evidencia que los ahorros que se producen como efecto del desplazamiento del uso de combustibles fósiles líquidos, son significativos y justifican los costos de inversión y el incremento que se producirá en los costos fijos de operación y mantenimiento del proyecto, hecho que se ve reflejado en los indicadores económicos obtenidos en el presente análisis.

En la tabla 6.4 se presentan datos reales de la central Termogas Machala en cuanto a Generación Bruta durante las 24 horas, lo que reporta la central al



Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), por lo cual se determina el precio del kWh

### Despacho Diario Programado

**Tabla 6. 4**Costo del kWh Central Termogas Machala.

HORA	TMG2TT G02	TMG2TT G04	TMG2TT G01	TMG2TT G01	TMG2TT G05	TMG2TT G03
0-1	20	20	20	68.8	20	
1-2	20	20	20	68.8	20	
2-3	20	20	20	68.8	20	
3-4	20	20	20	68.8	20	
4-5	20	20	20	68.8	20	
5-6	20	20	20	68.8	20	19.6
6-7	20	20	20	68.8	20	20
7-8	20	20	20	68.8	20	20
8-9	20	20	20	68.8	20	20
9-10	20	20	20	68.8	20	20
10-11	20	20	20	68.8	20	20
11-12	20	20	20	68.8	20	20
12-13	20	20	20	68.8	20	20
13-14	20	20	20	68.8	20	20
14-15	20	20	20	68.8	20	20
15-16	20	20	20	68.8	20	20
16-17	20	20	20	68.8	20	20
17-18	20	20	20	68.8	20	20
18-19	20	20	20	68.8	20	20
19-20	20	20	20	68.8	20	20
20-21	20	20	20	68.8	20	20
21-22	20	20	20	68.8	20	20
22-23	20	20	20	68.8	20	
23-24	20	20	20	68.8	20	
<b>ENERGIA(Mwh)</b>	480	480	480	1651.2	480	339.6
<b>COMBUSTIBLES(gas natural en millones de pies cúbicos)</b>	5034.9	5039.3	5044.1	18262.3	5063.3	3603.6
<b>Costo variable bornes</b>	3.5218	3.5266	3.5294	3.5371	3.5399	3.5593



(ctvs. USD/kWh)						
PROMEDIO	3.535683					
(ctvs. USD/kWh)	3					

### 6.2.1 RESULTADOS ESPERADOS.

- Se espera mejorar el rendimiento promedio de 35% de las unidades a gas en operación y alcanzar un rendimiento por el orden del 53% de la Central operando en ciclo combinado.
- Además de esto se plantea reducir los actuales costos de producción de USD \$ 35/MW de las unidades a Gas operando en ciclo simple por USD \$ 21 USD \$/MW en el ciclo combinado.
- Se espera mejorar la oferta energética del país con generación limpia con bajos niveles de emisiones de NOx.
- Obtener ahorros en combustible por desplazo de unidades de generación entre USD \$ 40 y 80 millones anuales, dependiendo de las unidades que se desplacen.

### 6.3 ANÁLISIS AMBIENTAL



**Figura 6. 2**Chimeneas Termogas Machala

#### 6.3.1 Normativa aplicable a la protección ambiental

Según lo establecido en el Artículo 15 del Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas, toda empresa autorizada para realizar actividades eléctricas en el país, están obligadas a cumplir con las disposiciones de las leyes y reglamentos establecidos en el mismo, con el fin de que el contenido contaminante en dicho proyecto no supere con los niveles establecidos en las normas nacionales de protección ambiental y control de contaminación como son:

- Emisiones a la atmósfera.
- Descargas al agua
- Prevención y control de la contaminación del suelo.



- Desechos sólidos
- Normas establecidas por los Municipios en sus áreas de jurisdicción
- Ordenanzas de protección ambiental emitidas por los gobiernos seccionales.

### **6.3.2 Estudio de Impacto Ambiental.**

El propósito de realizar un Estudio de Impacto Ambiental y su respectivo Plan de Manejo Ambiental, es el de evaluar de forma anticipada los posibles impactos ambientales que ocasionará un proyecto, y de esta manera tomar medidas para compensar los impactos considerados negativos y potenciar los positivos.

En el reglamento vigente, se clasifican los tipos de proyectos que requieren de un Estudio de Impacto Ambiental, en donde se indica que:

- Los proyectos de generación de energía eléctrica, cuya capacidad total sea mayor o igual a 1MW, requieren de un Estudio de Impacto Ambiental, mientras que,
- Los proyectos cuya capacidad sea menor a 1MW no requieren de un Estudio de Impacto Ambiental.

Por lo tanto según lo establecido, los proyectos mayores o iguales a 1MW requieren para iniciar su construcción, de la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental, así como la obtención de la Licencia Ambiental otorgada por el Ministerio del Ambiente.

El Estudio de Impacto Ambiental se presentará en dos niveles:

- *Estudio de Impacto Ambiental Preliminar*, en donde se preparan las fases iniciales del proyecto, teniendo en el mismo la evaluación inicial y básica de los impactos ambientales, en el que se debe incluir la descripción general técnica del proyecto, la línea base del proyecto y la descripción general del Plan de Manejo Ambiental.



- *Estudio de Impacto Ambiental Definitivo*, en el cual se prepara de una manera mucho más avanzada los estudios del proyecto. Aquí se presenta ya un estudio detallado de los impactos ambientales que se tendrán en la construcción, operación, mantenimiento y retiro del mismo. Este estudio contendrá un resumen ejecutivo, la descripción técnica detallada del proyecto eléctrico; la justificación detallada de la alternativa para reducir los impactos ambientales; la descripción detallada de los impactos considerados como significativos y la presentación del Plan de Manejo Ambiental detallado.

Tanto la preparación como la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental Preliminar y Definitivo, se realizará según lo establecido en los reglamentos del CONELEC.

### **6.3.3 Plan de Manejo Ambiental.**

Dentro del Plan de Manejo Ambiental deben constar los programas y acciones destinados a la prevención y compensación de impactos ambientales considerados negativos, durante las fases de construcción, operación, mantenimiento y retiro del proyecto.

Así también como los programas de monitoreo, control y seguimiento que permita evaluar el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental, según lo establecido en el Artículo 26 del reglamento vigente.

#### **6.3.3.1 Metodología de evaluación.**

- 1. Identificación del impacto.** Con base en la naturaleza del proyecto o actividad, se determinan los impactos potenciales.
- 2. Estudios de base.** Caracterización del estado inicial de los factores ambientales, antes del proyecto.
- 3. Evaluación del impacto.** Cuantificación de los impactos significativos del proyecto sobre los factores ambientales.
- 4. Medidas de mitigación.**



#### 6.3.4 Tipos de impacto ambiental.

**Directo.** Es cualquier efecto en el ambiente biofísico o socioeconómico que se origina del proyecto.

**Secundario.** Es el que se desprende del impacto directo debido a la interdependencia entre los sistemas biológicos, sociales y económicos.

**A corto plazo.** Sus efectos son medibles en un plazo no mayor a 6 meses.

**A largo plazo.** Sus efectos significativos ocurren varios años después del inicio de la acción.

**Acumulativo.** Resulta del incremento de los impactos de acciones particulares ocasionado por la interacción con otros.

**Residual.** Persiste después de la aplicación de las medidas de mitigación.

**Significativo o relevante.** Provoca alteraciones en los ecosistemas o en la salud.

**Sinérgico.** Se produce cuando el efecto conjunto supone una incidencia mayor que la suma de las incidencias individuales.

En el caso de una termoeléctrica como la de Machala se debe considerar elementos del ambiente que son afectados o potencialmente afectados como resultados de las acciones del proyecto en sí, estos elementos son factores ambientales y pueden ser los siguientes:

- Calidad del aire.
- Características de relieve.
- Características hidrológicas.
- Vegetación terrestre.
- Comunidades faunísticas.





### **6.3.5 Matriz de Leopold.**

Es una de las metodologías utilizadas para la identificación y evaluación de los impactos directos de una serie de actividades en un proyecto. Es así que en el eje horizontal de la matriz se listan las acciones del proyecto, y en el eje vertical, se colocan los elementos del ambiente.

En cada una de las celdas se evalúa el nivel de impacto de cada acción sobre cada elemento particular del ambiente.

El nivel de impacto se mide en una escala de 30 puntos y puede ser positiva (+) o negativa (-), dependiendo de si su efecto es benéfico o perjudicial para el ambiente.

### **6.3.6 Programa de mitigación de impactos ambientales.**

Es el conjunto de acciones que deberá ejecutar el proyecto para atenuar el impacto ambiental y restablecer o compensar las condiciones ambientales existentes antes de la perturbación que se causará con la realización de un proyecto en cualquiera de sus etapas.

Es así que considerando los puntos antes establecidos se tiene la siguiente matriz de impactos ambientales:



**Tabla 6. 5**Matriz de Impacto Ambiental

Factor Ambiental	ACCIONES DEL PROYECTO												
	CONSTRUCCION DE LA CENTRAL						IMPACTO MEDIO SOBRE FACTOR ETAPA DE CONSTRUCCION	OPERACION Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL					IMPACTO MEDIO SOBRE FACTOR ETAPA DE OPERACION Y MANTENIMIENTO
	Preparación del terreno	Instalaciones provisionales - Obredares	Transporte de materiales, equipos y maquinarias	Obras civiles	Montaje precompleto de la central	Generación de residuos		Generación de energía	Generación de emisiones gaseosas	Generación de afluentes líquidos	Generación de ruidos	Generación y gestión de residuos sólidos operativos	
Geología y Geomorfología	-28	-23	0	0	0	0	-25,5	0	0	0	0	0	0
Suelo	-28	-26	0	-26	-23	-24	-25,8	0	0	-24	0	-24	-24
Aguas Superficiales	0	0	0	0	0	0	0	-26	0	0	0	0	-26
Aguas Subterráneas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aire	-28	-22	-26	-24	-18	0	-23,6	0	-33	0	0	0	-33
Flora	-28	-26	0	0	0	0	-28	0	-18	0	0	0	-18
Fauna	-23	-24	-22	-22	-22	0	-22,6	0	-18	0	-31	0	-19,5
Paisaje y uso del suelo	-30	-22	0	-27	0	0	-26,3	-31	-22	0	-22	0	-25
Poblacion y vivienda	-23	-23	0	-25	-22	0	-23,2	0	0	0	-17	0	-17
Generación de empleo	26	26	18	25	25	0	24	35	0	0	0	18	26,5
Actividades economicas	26	25	18	26	22	0	23,8	40	0	0	0	0	40
Arqueología y Paleontología	-19	-19	0	0	0	0	-19	0	0	0	0	0	0
Seguridad	-31	0	-33	0	0	0	-32	0	0	0	0	0	0
IMPACTO MEDIO DE CADA ACCION	-26,3	-24,8	-27,4	-25,5	-22	-24	-24,9	33	-22,75	-24	-23,33	-21	-20,8

IMPACTOS COMPATIBLES

IMPACTOS MODERADOS

**Fuente:** Metodológicas para la Elaboración de Estudios de Impacto Ambiental. Leyes, Reglamentos, Decretos y Ordenanzas existentes en la República del Ecuador.

### 6.3.7 Cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub><sup>11</sup>

#### 6.3.7.1 Definiciones Generales:

**Factor de emisión de CO<sub>2</sub>:** Es la masa estimada de toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas a la atmosfera por cada unidad de MWh de energía eléctrica generada.

**Sistema Nacional Interconectado (SNI):** Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico, conectados entre sí, que permite la producción y transferencia de energía entre centros de generación y consumo.

**Sistema Nacional de Transmisión:** Es el sistema de trasmisión de energía eléctrica o medio de conexión entre consumidores y centros de generación, el cual permite el paso de la energía a todo el territorio nacional.

<sup>11</sup>CENACE, CONELEC, MINISTERIO DEL AMBIENTE, MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE: Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del sistema Nacional Interconectado del Ecuador Informe 2012



**Unidad de Generación:** Es el equipamiento mínimo que permite generar energía eléctrica a partir de la conversión de energía hidráulica, eólica, térmica, etc. que estén conectadas a la red eléctrica.

### **6.3.7.2 Pasos para la determinación del factor de emisión de CO<sub>2</sub>**

#### **6.3.7.2.1 Identificación del sistema eléctrico relevante.**

Son los sistemas de distribución, generación, auto generadores, grandes consumidores e interconexiones internacionales (Colombia y Perú) que conforman el SIN.

#### **6.3.7.2.2 Seleccionar un método de cálculo para el margen de operación – OM-.**

Para el cálculo del factor de emisión de CO<sub>2</sub> de una red eléctrica debido a su operación, se presenta los siguientes métodos:

**El Método OM Simple** puede ser usado solamente si la generación de energía eléctrica de las plantas de bajo costo de la red eléctrica representa menos del 50% del total de la generación.

El cálculo se lo puede realizar bajo las siguientes opciones:

- **Opción A.** Sobre los datos de la generación neta de electricidad y un factor de emisión de CO<sub>2</sub> de cada unidad de generación,
- **Opción B.** Sobre los datos de la generación neta de todas las centrales eléctricas conectadas la red eléctrica, tipos de combustible y el consumo de combustible total del sistema eléctrico del proyecto. Esta opción se puede utilizar si:
  - Los datos para la opción A no están disponibles, o
  - Si solo las plantas nucleares y de energías renovables son consideradas como unidades de bajo costo lowcost/mustrun.



**El Método OM Simple Ajustado** puede ser usado solamente si la generación de energía eléctrica de las plantas de bajo costo de la red eléctrica representa más del 50% del total de la generación.

**El Método por Análisis de Datos del Despacho**, está sujeto al nivel de información que se dispone en el país, puesto que son necesarios los datos horarios de la producción de energía.

**El Método Promedio** es calculado mediante el uso del rendimiento promedio, en el periodo de análisis de la generación de todas las plantas termoeléctricas que forman parte de la red.

De acuerdo con la conformación del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador y los datos del sistema eléctrico disponibles, el método que se acopla a estas consideraciones es el **Método OM Simple Ajustado**, con la información por unidad de generación neta y su consumo de combustible.

#### **6.3.7.2.3 Calcular el margen de operación, de acuerdo con el método seleccionado.**

El factor de emisión del margen de operación por el método simple ajustado se lo calcula mediante la Ecuación 6.2

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \frac{\sum_k EG_{k,y} \cdot EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad (6.2)$$

Dónde:

- $EF_{grid,OM-adj,y}$  Factor de emisión margen de operación simple ajustado para el año y (t CO<sub>2</sub>/MWh).
- $\lambda_y$  Factor que expresa el porcentaje de tiempo en que las unidades low-cost/must-run marginaron en el año y.
- $EG_{m,y}$  Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación m en el año y (MWh).



- $EG_{k,y}$  Energía neta entregada a la red por cada unidad de generación  $k$  en el año  $y$  (MWh).
- $EF_{EL,m,y}$  Factor de emisión de la unidades de generación  $m$  en el año  $y$  (t CO<sub>2</sub>/MWh).
- $EF_{EL,k,y}$  Factor de emisión de las unidades de generación  $k$  en el año  $y$  (t CO<sub>2</sub>/MWh).
- $m$  Todas las unidades de generación conectadas a la red a excepción de las unidades low-cost/must-run.
- $k$  Todas las unidades de generación conectadas a la red considerada como unidades low-cost/must-run.
- $y$  El año correspondiente a los datos utilizados.

**Opción A1:** Si se dispone para las unidades de generación el consumo de combustible y la generación neta el factor de emisión se determina mediante la ecuación

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO2,i,y}}{EG_{m,y}} \quad (6.3)$$

Dónde:

- $EF_{EL,m,y}$  Factor de emisión del CO<sub>2</sub> de la unidad de energía  $m$  en el año  $y$  (t CO<sub>2</sub>/MWh).
- $FC_{i,y}$  Cantidad de combustible fósil tipo  $i$  consumido por la unidad de energía  $m$  en el año  $y$  (Unidad de Masa o volumen).
- $NCV_{i,y}$  Valor calorífico Neto (contenido de energía) del combustible fósil tipo  $i$  en el año  $y$  (GJ/unidad de masa o volumen).



- $EF_{CO_2,i,y}$  Factor de emisión del CO<sub>2</sub> del combustible fósil  $i$  en el año  $y$  (t CO<sub>2</sub>/GJ).
- $EG_{i,m,y}$  Electricidad Neta Generada y despachada a la red eléctrica por las unidades  $m$  en el año  $y$  (MWh).
- $m$  Todas las unidades de generación conectadas a la red eléctrica.
- $i$  Todos los combustibles fósiles  $i$  quemados en las unidades de energía  $m$  en el año  $y$ .
- $y$  Año correspondiente al periodo de análisis.

**Opción A2:** Si para la unidad de generación sólo se tiene datos de la energía y los tipos de combustibles, el factor de emisión debe ser determinado por medio de la Ecuación 6.4.

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,i,y} \cdot 3,6}{\eta_{m,y}} \quad (6.4)$$

- $EF_{EL,m,y}$  Factor de emisión de CO<sub>2</sub> promedio del combustible fósil tipo  $i$  utilizado en la unidad  $m$  en el año  $y$  (t CO<sub>2</sub>/GJ).
- $EF_{CO_2,m,i,y}$  Factor de emisión de CO<sub>2</sub> promedio del combustible fósil tipo  $i$  utilizado en la unidad  $m$  en el año  $y$  (t CO<sub>2</sub>/GJ).
- $\eta_{m,y}$  Eficiencia promedio en la conversión de energía neta de la unidad  $m$  en el año  $y$ .
- $y$  Año correspondiente al periodo de análisis.

#### 6.3.7.2.4 Fuentes de Información

Las fuentes de información empleadas para el cálculo del factor de emisión del margen de operación son las siguientes.



$FC_{i,T}$ : La cantidad de combustible fósil consumido por cada unidad de generación la cual es proporcionada por el CONELEC.

$EG_{m,y}$ : La electricidad generada por cada unidad de generación, proporcionada por el CENACE.

$NCV_{i,y}$ : Se consideró la información disponible, del Valor Calorífico Neto utilizando para cada combustible fósil de la Tabla 1.2 del Capítulo 1 de las Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, IPCC 2006, los valores se presentan a continuación en la siguiente Tabla 6.8.

**Tabla 6. 6** Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero

Combustible	Poder Calorífico Neto (TJ/1000 ton)
Fuel Oil	39.8
Diesel	41.4
Gas Natural	46.5
Nafta	41.8
Fuel Oil 6(3)	40.2
Bunker*	20.3

$EF_{CO_2i,y}$ : El factor de emisión de cada tipo de combustible fue obtenido de la tabla 1.4 del Capítulo 1 de las Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, IPCC 2006, los valores se presentan a continuación.

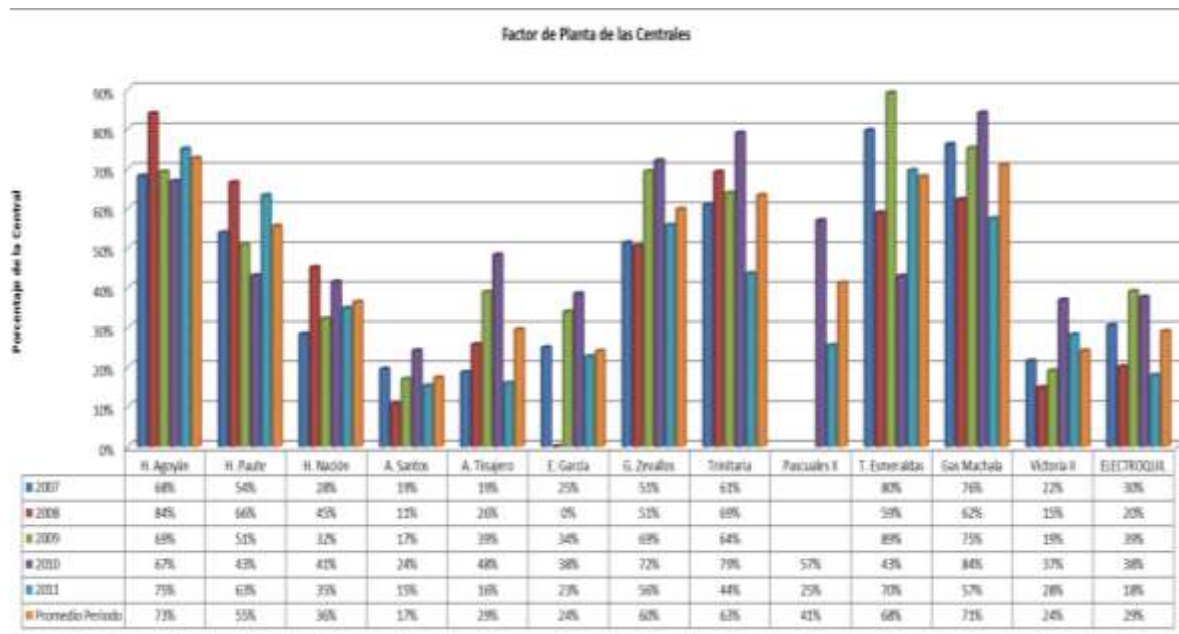
**Tabla 6. 7** Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero

Combustible	FE (kg CO <sub>2</sub> /TJ)(2)
Fuel Oil 4	75,500
Diesel	72,600
Gas Natural	54,300
Nafta	69,300
Fuel Oil 6(3)	73,300
Bunker*	73,300



### 6.3.8 Estimación de las emisiones de CO<sub>2</sub> y su reducción al implementar la Tecnología de Ciclo Combinado.

El factor de planta que se toma es el valor correspondiente a un análisis realizado en algunas centrales, incluido la Central Termogas Machala



**Figura 6. 3**Factores de Planta de las Centrales Visitadas, durante el periodo 2007-2011.

Fuente: CONELEC

#### 6.3.8.1 Situación Actual

Tenemos las tres unidades a gas:

U1: 69 MW

U2: 69 MW

U3: 77 MW

La generación al año de estas tres unidades sería:





$$GT \text{ (MWH/AÑO)} = (U1+U2+U3) * 24 \text{ horas} * 365 \text{ días}$$

$$GT \text{ (MWH/AÑO)} = (69+69+77)(\text{MW}) * 24 \text{ horas} * 365 \text{ días}$$

$$GT \text{ (MWH/AÑO)} = 1.883.400 \text{ MWH/AÑO}$$

**Factor de planta (fp):** 75% (Estimado)

La Generación Real estimada seria:

$$GRE \text{ (MWH/AÑO)} = GT * fp$$

$$GRE \text{ (MWH/AÑO)} = 1.883.400 \text{ MWH/AÑO} * 0,75$$

$$GRE \text{ (MWH/AÑO)} = 1.412.550 \text{ MWH/AÑO}$$

Con el factor de emisión dado por el CONELEC tenemos:

**FE:** 0,4850 Ton CO<sub>2</sub>/MWH (CONELEC 2012)

Las toneladas de CO<sub>2</sub> serian

$$\text{TonCO}_2 = GRE * FE$$

$$\text{TonCO}_2 = 1.412.550 \text{ MWH/AÑO} * 0,4850 \text{ Ton CO}_2/\text{MWH}$$

$$\text{TonCO}_2 = 685.086,75 \text{ Ton CO}_2$$

#### **6.3.8.2 Situación Proyectada**

Ahora con la implementación de la turbina a vapor la que no usa combustibles fósiles para la generación, aprovecha los gases de escape de las unidades a gas.

U1: 69 MW

U2: 69 MW

U3: 77 MW



U4: 110 MW

La generación al año de estas cuatro unidades sería:

$$GT \text{ (MWH/AÑO)} = (U1+U2+U3+U4) * 24 \text{ horas} * 365 \text{ días}$$

$$GT \text{ (MWH/AÑO)} = (69+69+77+110)(\text{MW}) * 24 \text{ horas} * 365 \text{ días}$$

$$GT \text{ (MWH/AÑO)} = 2.847.000 \text{ MWH/AÑO}$$

**Factor de planta (fp):** 75% (Estimado)

La Generación Real estimada seria:

$$GRE \text{ (MWH/AÑO)} = GT * fp$$

$$GRE \text{ (MWH/AÑO)} = 2.847.000 \text{ MWH/AÑO} * 0,75$$

$$GRE \text{ (MWH/AÑO)} = 2.135.250 \text{ MWH/AÑO}$$

Con el factor de emisión dado por el CONELEC tenemos:

$$FE: 0,4850 \text{ Ton CO}_2/\text{MWH} \text{ (CONELEC 2012)}$$

Las toneladas de CO<sub>2</sub> serian

$$\text{TonCO}_2 = GRE * FE$$

$$\text{TonCO}_2 = 2.135.250 \text{ MWH/AÑO} * 0,4850 \text{ Ton CO}_2/\text{MWH}$$

$$\text{TonCO}_2 = 1.035.596,2 \text{ Ton CO}_2$$

El precio de cada tonelada de CO<sub>2</sub> según el Sistema Electrónico de Negociación de derechos de emisiones de Dióxido de Carbono se toma de la Tabla 6.10 debido a su variación diaria, valor actualizado con fecha 7 de agosto del 2013.



El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es el que analiza la cantidad de emisiones reducidas de CO<sub>2</sub> para su debida comercialización.

**Tabla 6. 8** Precio de cada Tonelada de CO<sub>2</sub>

	EUA	CER
Último cierre	4,49 € +2,05 %	0,66 € +3,13 %
Máximo	4,51 €	0,68 €
Mínimo	4,38 €	0,64 €
Media (30 días)	4,21 €	0,58 €
Promedio Agosto	4,39 €	0,62 €

**Fuente:** "Sistema Electrónico de Negociación de Derechos de emisión de Dióxido de Carbono". Disponible en la Web: [http://www.sendeco2.com/es/precio\\_co2.asp?ssidi=1](http://www.sendeco2.com/es/precio_co2.asp?ssidi=1)

**Precio EUA (Mercado Europeo del carbono): 4,39 €**

**1€ (euro) = 1.3387 USD (dólares)**

**Precio EUA:  $4,39 \times 1,3387 = 5,876$  USD**

La reducción TonCO<sub>2</sub> sería = **1.035.596,2 - 685.086,75 = 350.509,5 Ton CO<sub>2</sub>**

**El cobro por bonos de carbón = 350.509,5 Ton CO<sub>2</sub> \* 5,876 USD**

**El cobro por bonos de carbón = 2.059.593,8 USD**

Con la implementación de la tercera unidad 6FA a gas también aporta para la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.



## CAPÍTULO VII

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 7.1 CONCLUSIONES

- Una vez analizados estos tres métodos de generación termoeléctrica: a gas, a vapor y de ciclo combinado, se observa que el tercero presenta mayores ventajas, permitiendo lograr una mayor eficiencia en la planta, bajos costos por kWh generado, y optimización del espacio físico.
- Con la implementación del ciclo combinado se espera reducir los costos de producción del kWh y en lo ambiental reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> pasando de un ciclo simple a ciclo combinado.
- Al utilizar sistemas de ciclo combinado, se reduce considerablemente el uso de combustibles, respecto a la energía generada, lo cual representa menores costos de operación y mantenimiento, generando mejores beneficios para el sistema eléctrico nacional.
- Mediante este estudio de ciclo combinado los estudiantes y profesores de la Universidad podrán informarse lo importante que son este tipo de proyectos, las ventajas que conlleva, para poder implantar nuevos proyectos en el país y que no solo se realicen proyectos hidroeléctricos sino que se aproveche de algunos tipos de energía primaria.
- Mediante la implementación de ciclo combinado la central Termogas Machala pasara a ser una de las centrales termoeléctricas principales del país.

#### 7.2 RECOMENDACIONES

- Se debería establecer un cronograma de trabajo, de manera que se pueda analizar la factibilidad de implementación de este tipo de centrales de generación eléctrica, a lo largo de todo el país, con el afán



de producir energía más limpia y económica, que redunde en beneficios económicos y ambientales.

- A los organismos del Sector Eléctrico Nacional, como son el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Ministerio del Ambiente del Ecuador (MAE), Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER), Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), deberían proporcionar más información y promocionar el proyecto de generación con ciclo combinado.



## BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- [1] “MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE; CONELEC”; Plan Maestro de Electrificación 2012-2021 :  
<<http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=4214&l=1>>
- [2] “CONELEC 2011”; BOLETIN ESTADISTICO SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO ; Disponible en Web:  
<[http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc\\_10104\\_Be2011.pdf](http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10104_Be2011.pdf)>
- [3] “CENACE”; Factor de Emisión de CO<sub>2</sub> del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, Informe 2012; Disponible en Web:  
<[http://www.cenace.org.ec/documentosgenerales/Factor\\_Emision\\_CO2\\_2012.pdf](http://www.cenace.org.ec/documentosgenerales/Factor_Emision_CO2_2012.pdf)>
- [4] “CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIOS TERMOGAS MACHALA”; Disponible en Web: <<http://www.celec.com.ec/termogasmachala/>>
- [5] “Termoaplicadaunefm”; Ciclos de Potencia a vapor; Disponible en Web:  
<<http://termoaplicadaunefm.files.wordpress.com/2009/02/tema-1-ciclo-de-vapor.pdf>>
- [6] “La Generación de Energía Eléctrica”. Disponible en Web:  
<<http://www.kalipedia.com/tecnologia/tema/central-termica->
- [7] “Publicaciones - Mercado Eléctrico Mayorista - Costos Variables de Producción”; CENACE. Disponible en Web:  
<[http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com\\_phocadownload&view=category&id=2:phocatmem&Itemid=50](http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=2:phocatmem&Itemid=50)>
- [8] “Ing. JORGE FELIX FERNANDEZ”; Ciclo Brayton Turbinas a Gas. Editorial de la Universidad Tecnológica Nacional. Mendoza Mayo 2009



- 
- [9] “Pedro Gerardo Peña Montoya”; La Turbina de Gas como Solución Emergente a la Problemática Energética del País; Guayaquil Septiembre, 2010.
- [10] “ACOLGEN”; ESTUDIO TECNICO SOBRE COSTOS DE GENERACION DE PLANTAS TERMICAS EN COLOMBIA; Bogotá 19 de abril de 2002
- [11] “Profesores: INMACULADA FERNADEZ DIEGO, ARSESIO RAMON ROBLES DIAZ”; UNIDAD DIDACTICA 4: CENTRALES TERMICAS: Universidad de Cantabria
- [12] “Precios por Sector”, EP PETROECUADOR – GERENCIA COMERCIALIZACIÓN. Disponible en Web: <<http://www.eppetroecuador.ec/GerenciaComercializacion/index.htm>>.
- [13] “Regulación No. CONELEC 003/03”, Agosto 2003, 2011. Disponible en Web: <<http://www.conelec.gob.ec/images/normativa/CONELEC-003-03-COSTOS%20VARIABLES.pdf>>.
- [14] “Center L”; Manual de Evaluación de Impacto Ambiental. McGraw Hill, Madrid 1998.
- [15] “Conesa J”; Guía Metodológica para la Evaluación de Impacto Ambiental. Ediciones Mundi-Prensa, Madrid 1995.
- [16] “Calvo, Mariano Seoánes” Auditorias Medioambientales y Gestión Medioambiental de la Empresa. Ediciones Mundi-Prensa, Madrid, 1995.
- [17] “CND”, Metodología para la Definición De Costos Variables y Costos de Arranque, Panamá, Feb. 2000
- [18] <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C5/C5-04.pdf>



- 
- [19] [http://www.google.com.ec/?gws\\_rd=cr#bav=on.2,or.r\\_qf.&ei=ND4NUsiPNrWh4AOVoIG4Bw&fp=96d6a8fed8842958&q=regulacion+conelec+003/03&sa=N&start=10](http://www.google.com.ec/?gws_rd=cr#bav=on.2,or.r_qf.&ei=ND4NUsiPNrWh4AOVoIG4Bw&fp=96d6a8fed8842958&q=regulacion+conelec+003/03&sa=N&start=10)
- [20] “Ing. Robert Guevara Chinchayan” CENTRALES TERMoeLECTRICAS DE CICLO COMBINADO; Nuevo Chimbote, 2009.
- [21] “Huella de Carbono y factores de Emisión, en los procesos de Generación con Plantas Termoeléctricas”; Seminario Internacional de Plantas Termoeléctricas (SIPTERMO – CIER 2011). Ing. Jorge Duque Rivera, MSc. Septiembre 14, 2011
- [22] “MODELO MATEMATICO DEL COMPORTAMIENTO DE CICLOS COMBINADOS DE TURBINAS DE GAS Y VAPOR” TESIS DOCTORAL. Jose Luis Rapun Jimenez, Universidad Politécnica de Madrid 1999
- [23] “Manual de Estadísticas Energéticas Año 2011” Organización latinoamericana de Energía (olade). Disponible en Web: <[http://biblioteca.olade.org/iah/fulltext/Bjmbvr/v32\\_2/old0179.pdf](http://biblioteca.olade.org/iah/fulltext/Bjmbvr/v32_2/old0179.pdf)>.
- [24] “Precio Tonelada de CO<sub>2</sub>” Disponible en la Web <<http://www.sendeco2.com/>>